UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO–USP
ESCOLA POLITÉCNICA

MATHEUS SABINO VIANA

**Análise da resposta da demanda e da
geração distribuída fotovoltaica como
recursos para o planejamento energético**

São Paulo
2018

MATHEUS SABINO VIANA

**Análise da resposta da demanda e da
geração distribuída fotovoltaica como
recursos para o planejamento energético**

Dissertação de mestrado apresentada à Escola Politécnica para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

São Paulo
2018

MATHEUS SABINO VIANA

**Análise da resposta da demanda e da
geração distribuída fotovoltaica como
recursos para o planejamento energético**

Dissertação de mestrado apresentada à Escola Politécnica para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. Giovanni Manassero Junior

São Paulo
2018

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

Viana, Matheus Sabino

Análise da resposta da demanda e da geração distribuída fotovoltaica como recursos para o planejamento energético / M. S. Viana -- versão corr. -- São Paulo, 2018.

70 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Planejamento energético 2.Sistemas Elétricos de Potência
3.Economia de energia 4.Conservação de energia elétrica I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Dedico este trabalho aos meus filhos João e Julia.

Agradecimentos

Ao Prof. Dr. Giovanni Manassero Junior, pela orientação para a realização deste trabalho, pelo conhecimento transmitido e pelo grande apoio desde meu ingresso na Escola Politécnica da USP.

Ao Prof. Dr. Miguel Edgar Morales Udaeta, pelo incentivo à realização desta pesquisa.

Ao Prof. Dr. André Luiz Veiga Gimenes e ao Prof. Dr. Carlos Frederico Meschini Almeida, pelos comentários e sugestões realizados no exame de qualificação.

Ao Prof. Dr. Dorel Soares Ramos, cujas aulas me proporcionaram uma visão mais aprofundada do setor elétrico brasileiro e de seus desafios futuros, motivando novos estudos a serem realizados.

À minha irmã, Prof^a. Dra. Patrícia G. Viana Mantoanelli, que incentivou minha busca pelo conhecimento. À minha família, pelo apoio incondicional.

Às demais pessoas que colaboraram, direta ou indiretamente, para a realização deste trabalho.

RESUMO

Este estudo analisa a Resposta da Demanda (DR da sigla em inglês para *Demand Response*) e a Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV), visando o desenvolvimento de uma abordagem para modelá-las como recursos para o planejamento energético. A metodologia inclui o uso de uma prática típica de preço de energia no varejo como a Tarifa pelo Horário de Uso (THU) para DR de consumidores residenciais e o sistema de compensação de energia elétrica (*net metering*) para a microgeração distribuída provida por sistemas Fotovoltaicos (FV) do tipo *rooftop*. A metodologia proposta foi aplicada a um estudo de caso com diferentes níveis de DR e/ou GDFV, baseado no *IEEE 8500-Node Test Feeder*, com uma subestação de distribuição e 1177 consumidores em baixa tensão, utilizando-se o *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) para a solução do fluxo de potência e a obtenção de dados de demanda, consumo de energia, perdas e tensões. Os níveis mais elevados de DR e GDFV, em dia útil, em um grupo de Consumidores Residenciais Responsivos (CRR) cuja carga representa 26,6% da carga total do circuito de teste, resultaram em 6,3% de redução na demanda de ponta da subestação, 9,6% de redução no consumo diário de energia da subestação e 13,3% de redução nas perdas diárias de energia nas linhas e transformadores, comparando-se com o caso base com a tarifa convencional, sem DR e GDFV, e mantendo-se o consumo diário de energia dos CRR. Uma análise de sensibilidade foi realizada por meio de variações aleatórias nas curvas de carga dos consumidores e, nos cenários aplicáveis, na irradiância no plano inclinado e na temperatura dos conjuntos FV, respeitando uma distribuição normal. O estudo de caso foi complementado com a avaliação das variações na conta de energia de amostras de CRR, cujas maiores reduções, comparando-se com o caso base, foram 36,3% com os níveis mais elevados de DR e GDFV e 37,6% com os níveis mais elevados de GDFV e sem DR, indicando uma situação na qual mudanças regulatórias seriam necessárias para estimular DR e GD simultaneamente, como no caso da THU opcional chamada de tarifa branca no Brasil. A quantificação do potencial de DR e GDFV pode indicar tendências para o planejamento energético, contribuir para planos de eficiência energética e possibilitar a implementação de sistemas modernos e sustentáveis nos quais os consumidores possam participar de forma mais ativa.

Palavras-chave: Planejamento energético. Sistemas elétricos de potência. Economia de energia. Conservação de energia elétrica.

ABSTRACT

This study analyses the Demand Response (DR) and Photovoltaic Distributed Generation (PVDG) for developing an approach to model them as resources for energy planning. The methodology includes the use of a typical retail pricing practice such as the Time-of-Use Tariff (TOU) for residential consumers' DR and net metering for distributed micro-generation provided by rooftop Photovoltaic (PV) systems. The proposed methodology was applied to a case study with different levels of DR and/or PVDG, based on the IEEE 8500-Node Test Feeder, with a distribution substation and 1177 low-voltage consumers, using the Open Distribution System Simulator (OpenDSS) to obtain the power flow solution and demand, energy consumption, losses and voltages data. The highest levels of DR and PVDG on weekday in a group of Responsive Residential Consumers (RRC) whose load represents 26.6% of the total load in the test circuit resulted in 6.3% reduction in the substation peak demand, 9.6% reduction in the substation daily energy consumption and 13.3% reduction in the daily energy losses in lines and transformers, compared to the base case with flat tariff, without DR and PVDG, and maintaining the daily energy consumption of RRC. A sensitivity analysis was performed using random variations in load curves and, in the applicable scenarios, in plane-of-array irradiance and PV array temperature curves, using a normal distribution. The case study was complemented with the analysis of energy bill variations of samples of RRC, whose greatest reductions compared to the base case were 36.3% with the highest levels of DR and PVDG and 37.6% with the highest level of PVDG and without DR, indicating a situation in which regulatory changes would be necessary to stimulate DR simultaneously with PVDG, such as in the case of the optional TOU called white tariff in Brazil. The quantification of DR and PVDG potential can show trends to energy planning, contributes to energy efficiency plans and enables the implementation of modern and sustainable systems in which end users can participate more actively.

Keywords: Energy planning. Electric power systems. Energy saving. Electrical energy conservation.

Lista de ilustrações

Figura 1	Metodologia para a análise conjunta de DR e GDFV	26
Figura 2	Ilustração das curvas média e de desvio padrão	27
Figura 3	Exemplo de modulação da carga, mantendo o consumo diário de energia do consumidor	30
Figura 4	Aplicação da metodologia a um estudo envolvendo a tarifa branca e a microgeração distribuída fotovoltaica	35
Figura 5	Diagrama do <i>IEEE 8500-Node Test Feeder</i>	36
Figura 6	Carga em configuração balanceada, conectada ao secundário de trans- formador de serviço do tipo <i>split-phase</i>	36
Figura 7	Curva de carga residencial típica em dia útil	38
Figura 8	Curva de carga residencial típica em sábado	39
Figura 9	Curva de carga residencial típica em domingo	39
Figura 10	Curva de carga comercial típica em dia útil	40
Figura 11	Curva de carga comercial típica em sábado	40
Figura 12	Curva de carga comercial típica em domingo	41
Figura 13	Localização da subestação e dos CRR	42
Figura 14	Comparação entre as tarifas branca e convencional em dia útil	43
Figura 15	Representação simplificada da MEP correspondente a DR1, com linhas e colunas indexadas por intervalo de tempo em horas, omitindo as linhas e colunas com somente elementos nulos	45
Figura 16	Representação simplificada da MEP correspondente a DR2, com linhas e colunas indexadas por intervalo de tempo em horas, omitindo as linhas e colunas com somente elementos nulos	46
Figura 17	Curvas de carga residenciais com DR1, DR2 e sem DR, em dia útil	47
Figura 18	Etapas da modelagem de GDFV	48
Figura 19	Curva de irradiância no plano inclinado em dezembro, para cenários com GD1	49

Figura 20	Curva de irradiância no plano inclinado em junho, para cenários com GD2	49
Figura 21	Curva de temperatura do conjunto FV em dezembro, para cenários com GD1	50
Figura 22	Curva de temperatura do conjunto FV em junho, para cenários com GD2	50
Figura 23	Ilustração do procedimento para variação aleatória nas curvas	52
Figura 24	Curva de carga média típica e variações aleatórias em uma série de 100 simulações, para uma amostra de consumidor residencial sem DR, em dia útil	52
Figura 25	Curva de irradiância solar média típica no plano inclinado e variações aleatórias em uma série de 100 simulações, para uma amostra de CRR com GD1	53
Figura 26	Curva de temperatura do conjunto FV média típica e variações aleatórias em uma série de 100 simulações, para uma amostra de CRR com GD1	53
Figura 27	Curva de demanda da subestação no caso base e em cenários somente com DR, em dia útil	55
Figura 28	Curva de demanda da subestação no caso base e em cenários com DR e GD1, em dia útil	55
Figura 29	Curva de demanda da subestação no caso base e em cenários com DR e GD2, em dia útil	56
Figura 30	Curva de demanda da subestação no caso base e em cenários somente com GD, em dia útil	56
Figura 31	Curva de demanda da subestação em sábado, domingo e em cenários somente com DR, em dia útil	57
Figura 32	Fator de potência visto pela subestação no caso base e em cenários com DR, em dia útil	57
Figura 33	Fator de potência visto pela subestação no caso base e em cenários com DR e GD1, em dia útil	58
Figura 34	Fator de potência visto pela subestação no caso base e em cenários com DR e GD2, em dia útil	58
Figura 35	Fator de potência visto pela subestação no caso base e em cenários com GD, em dia útil	59
Figura 36	Histograma das tensões nos CRR no caso base	61
Figura 37	Histograma das tensões nos CRR nos cenários do estudo de caso com somente GD1, e com DR1 e GD1	61
Figura 38	Demanda média da subestação em dia útil, em uma série de 100 simulações com variações aleatórias nas curvas de carga, irradiância no plano inclinado e temperatura dos conjuntos FV	62

Figura 39	Desvio padrão da demanda da subestação em dia útil, em uma série de 100 simulações com variações aleatórias nas curvas de carga, irradiância no plano inclinado e temperatura dos conjuntos FV	63
Figura 40	Histograma das tensões nos CRR nos cenários da análise de sensibilidade com somente GD1, e com DR1 e GD1	63

Lista de tabelas

Tabela 1	Cenários para as simulações	41
Tabela 2	Demanda máxima e consumo de energia da subestação, e perdas nas linhas e transformadores, em dia útil	54
Tabela 3	Preço diário médio da energia para o consumidor e fração da energia diária fornecida por GDFV para amostras de CRR com demandas máximas de 9,73 kW e 13,30 kW	54
Tabela 4	Potência aparente de ponta da subestação	59
Tabela 5	Média (μ) e desvio padrão (σ) da demanda de ponta e do consumo de energia da subestação, e das perdas nas linhas e transformadores, em dia útil, em uma série de 100 simulações com variações aleatórias nas curvas de carga, irradiância no plano inclinado e temperatura dos conjuntos FV	62

Lista de siglas

AMI Infraestrutura Avançada de Medição (da sigla em inglês para *Advanced Metering Infrastructure*)

CPP Precificação de Pico Crítico (da sigla em inglês para *Critical Peak Pricing*)

CRR Consumidores Residenciais Responsivos

DER Recursos Energéticos Distribuídos (da sigla em inglês para *Distributed Energy Resources*)

DR Resposta da Demanda (da sigla em inglês para *Demand Response*)

EPRI *Electric Power Research Institute*

FV Fotovoltaico(s)

GD Geração Distribuída

GDFV Geração Distribuída Fotovoltaica

GLD Gerenciamento pelo Lado da Demanda

IBGE Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers

MEP Matriz de Elasticidade-Preço

MPP Ponto de Máxima Potência (da sigla em inglês para *Maximum Power Point*)

NREL *National Renewable Energy Laboratory*

NSRDB *National Solar Radiation Database*

OpenDSS *Open Distribution System Simulator*

PPH Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Consumo

RI Rede(s) Inteligente(s)

RTP Precificação em Tempo Real (da sigla em inglês para *Real-Time Pricing*)

SAM *System Advisor Model*

THU Tarifa pelo Horário de Uso

Sumário

1	Introdução	16
1.1	Objetivos	17
1.2	Motivação	18
1.3	Estrutura do trabalho	18
2	Revisão bibliográfica	20
2.1	Conceito de DR	20
2.2	Redes elétricas inteligentes	21
2.3	DER e o planejamento energético	22
2.4	Análise de perdas técnicas	23
2.5	Contexto brasileiro de DR e GD	23
2.6	Contribuição deste trabalho para o estado da arte	24
3	Metodologia para a análise conjunta da resposta da demanda e da geração distribuída fotovoltaica	25
3.1	Modelagem da rede de distribuição e das curvas de carga típicas dos consumidores	25
3.2	Definição dos elementos-chave do estudo	27
3.3	Modelagem dos Consumidores Residenciais Responsivos (CRR)	28
3.3.1	Modelagem de DR baseada em preço	28
3.3.2	Modelagem de GDFV	32
3.4	Análise de sensibilidade	33
4	Aplicação da metodologia proposta a um estudo envolvendo a tarifa branca e a microgeração distribuída fotovoltaica	34
4.1	Modelo de rede	35
4.1.1	O <i>IEEE 8500-Node Test Feeder</i>	35
4.1.2	Ferramenta de simulação OpenDSS	36

4.1.3	Adaptações e dados considerados para o modelo de rede	37
4.2	Síntese relacionando a resposta da demanda e a geração distribuída foto- voltaica	39
4.2.1	Cenários para as simulações	41
4.2.2	Grupo de CRR	41
4.2.3	DR baseada em preço	42
4.2.4	Sistemas de GDFV	44
4.3	Resultados a serem obtidos com a metodologia proposta	49
4.3.1	Análise do custo da conta de energia do consumidor no estudo de caso	51
4.3.2	Análise de sensibilidade	51
4.3.3	Verificação dos limites de tensão nos CRR	53
5	Resultados	54
5.1	Estudo de caso	54
5.1.1	Demanda de ponta da subestação e perdas máximas em potência .	55
5.1.2	Consumo diário de energia da subestação, perdas em energia e fração do consumo total de energia suprido por GDFV	60
5.1.3	Preço diário médio da energia para o consumidor e fração da ener- gia diária suprida por GDFV para amostras de CRR	60
5.1.4	Verificação dos limites de tensão nos CRR	61
5.2	Análise de sensibilidade	61
5.2.1	Verificação dos limites de tensão nos CRR	62
6	Conclusões	64
6.1	Publicação correlata	65
	Referências	66

Introdução

Os sistemas elétricos de potência tradicionais, com predominância de geração centralizada e transmissão de energia a longas distâncias são, em geral, caracterizados pela presença de um controle de despacho centralizado que procura acionar em primeiro lugar as unidades geradoras com menor custo variável de produção, levando em conta a disponibilidade futura de recursos sujeitos a regimes sazonais ou intermitentes, como os recursos hídricos. Logo, o custo de produção de energia é variável ao longo do tempo. Por outro lado, o dimensionamento dos sistemas elétricos leva em conta a demanda máxima requerida, que está diretamente relacionada aos investimentos necessários para o transporte da energia elétrica dos geradores aos consumidores.

O conceito de *smart grids*, ou Redes Inteligentes (RI), refere-se à aplicação de sensores, comunicação, recursos computacionais e de controle aos sistemas elétricos, visando o aprimoramento de sua funcionalidade (GEELINGS, 2009b), e possibilita o estabelecimento de sistemas de comunicação até o nível do consumidor final de energia elétrica, permitindo a introdução de tarifas de energia variáveis ao longo do tempo, refletindo adequadamente os custos de geração e transporte de energia e estimulando a alteração no perfil de consumo, ou Resposta da Demanda (DR da sigla em inglês para *Demand Response*).

Atualmente, a motivação dos consumidores para o incremento no uso de energias renováveis e participação mais ativa no gerenciamento do consumo expande a adoção da Geração Distribuída (GD) com o uso, por exemplo, dos sistemas Fotovoltaicos (FV), alocando recursos de geração próximos ao consumo, com a redução das perdas no transporte de energia. A crescente conexão de GD aos sistemas de distribuição implica novos desafios de planejamento e operação.

Desta forma, o desenvolvimento de RI traz mudanças significativas aos sistemas de energia elétrica, permitindo melhoria em sua eficiência técnica e econômica e estimulando a participação ativa dos consumidores, com o uso de tarifas mais dinâmicas e GD.

Este trabalho busca contribuir com o campo de pesquisa do planejamento energético desenvolvendo uma metodologia que é aplicada a um estudo de caso detalhado, baseado

em um modelo de rede de referência, para analisar o potencial de DR e Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) como recursos energéticos. A metodologia apresentada pode ser adaptada à análise de outros Recursos Energéticos Distribuídos (DER da sigla em inglês para *Distributed Energy Resources*) como, por exemplo, outros tipos de geração distribuída ou sistemas de armazenamento de energia, e pode ser utilizada com outros modelos de rede. Ao mesmo tempo, a análise desenvolvida pode indicar impactos da penetração de DER nos sistemas elétricos.

Entre os pontos relevantes deste trabalho, temos:

- ❑ A metodologia, baseada no uso racional de eletricidade, determinado pela eficiência econômica, considerando a avaliação de DR e GDFV como recursos energéticos em vários cenários de interesse, por meio de simulações computacionais;
- ❑ A avaliação da demanda de ponta, consumo de energia e perdas técnicas do sistema;
- ❑ A verificação de limites de tensão em consumidores;
- ❑ A análise de sensibilidade, por meio de método estatístico, aplicada ao estudo de caso;
- ❑ A análise da economia na conta de energia dos consumidores com o uso de DR e/ou GDFV;
- ❑ Os experimentos com curvas de carga, irradiância no plano inclinado e temperatura dos painéis FV com valores de média e desvio padrão dados, permitindo a sua adaptação à realização de outros tipos simulações com variações aleatórias, respeitando uma distribuição normal ou de outro tipo;
- ❑ O uso de um software livre como o *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS).

1.1 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo desenvolver uma metodologia para a análise do potencial energético de DR baseada em preço e GDFV, com foco na eficiência econômica almejada por consumidores e no uso racional da eletricidade. Trata-se de uma ferramenta para suporte à decisão do planejador em face de cenários como a introdução de programas de DR e o crescente número de instalações de GDFV.

A abordagem permite uma análise detalhada que inclui a avaliação de demanda, consumo de energia e perdas técnicas, com um modelo de larga escala como o *IEEE 8500-Node Test Feeder*, utilizado para a aplicação da metodologia no capítulo 4.

A metodologia proposta neste estudo pode indicar tendências relativas à introdução de programas de DR e à maior disseminação de GD para o planejador, permitindo a incorporação destes elementos a planos de eficiência energética e uso racional de energia.

1.2 Motivação

A motivação deste estudo é a avaliação de DR e GDFV como recursos para o planejamento energético, possibilitando a sua incorporação como parte das alternativas para o atendimento da demanda por eletricidade.

A seguir são apresentados elementos identificados na literatura especializada que estimularam a realização deste trabalho:

- ❑ A avaliação de recursos alternativos para atender ao gradativo aumento da demanda por eletricidade é um aspecto essencial no planejamento do crescimento das nações em desenvolvimento. O setor elétrico precisa incorporar novas opções à metodologia de planejamento energético, considerando tanto os recursos do lado da oferta quanto o uso da energia como elementos fundamentais para alcançar o desenvolvimento sustentável (UDAETA et al., 2015);
- ❑ As mudanças ocorridas nos ambientes energéticos nos últimos anos levam à necessidade de uma reavaliação da evolução do setor de energia em um horizonte de longo prazo. O planejamento energético deve incluir a análise das tendências mundiais na produção e no uso de energia, bem como alternativas para o atendimento da demanda considerando o uso integrado e sustentável dos recursos disponíveis (EPE, 2013);
- ❑ Redes elétricas mais inteligentes são necessárias sob as perspectivas econômica e ambiental. Embora existam riscos e barreiras, sua implementação pode propiciar significativa economia na expansão da rede (XENIAS et al., 2015);
- ❑ A recente redução de custo da tecnologia fotovoltaica (GILS, 2016) e a necessidade de desenvolvimento de GD baseada em fontes renováveis (ZENG et al., 2017) suscitam a possibilidade de expansão de GDFV nos sistemas elétricos.

1.3 Estrutura do trabalho

Este trabalho está organizado da seguinte forma:

- ❑ **Capítulo 1:** Apresenta a introdução, contendo os objetivos e a motivação do estudo, bem como a estrutura do trabalho;
- ❑ **Capítulo 2:** Apresenta a revisão bibliográfica;
- ❑ **Capítulo 3:** Descreve a metodologia para a análise conjunta de DR e GDFV como recursos para o planejamento energético;

- ❑ **Capítulo 4:** Apresenta a aplicação da metodologia proposta a um estudo de caso envolvendo a tarifa branca e a microgeração distribuída fotovoltaica, com sua respectiva análise de sensibilidade por meio de simulações com variações aleatórias, respeitando uma distribuição normal;
- ❑ **Capítulo 5:** Apresenta e discute os resultados do estudo de caso e da análise de sensibilidade;
- ❑ **Capítulo 6:** Apresenta as conclusões do trabalho.

Revisão bibliográfica

Neste capítulo, será realizada uma revisão bibliográfica de trabalhos relacionados ao tema desta pesquisa. Inicialmente, será apresentado o conceito de DR. Em seguida, serão abordados os temas RI e DER no contexto do planejamento energético. Uma revisão bibliográfica sobre a análise de perdas técnicas também será apresentada, bem como o contexto brasileiro de DR e GD.

2.1 Conceito de DR

DR corresponde ao uso de mecanismos de gerenciamento da demanda dos consumidores, tais como redução do consumo em resposta a preços ou em períodos críticos, em função das condições de fornecimento de energia elétrica (GEELINGS, 2009a).

Tipicamente, consumidores residenciais com fatura de energia realizada por meio de tarifa convencional, sem distinção horária de preço, não têm uma sinalização econômica, tal como um maior preço durante a demanda de ponta ou contingências do sistema, à qual possam responder com uma redução da demanda (WANG et al., 2017).

A Tarifa pelo Horário de Uso (THU), a Precificação de Pico Crítico (CPP da sigla em inglês para *Critical Peak Pricing*) e a Precificação em Tempo Real (RTP da sigla em inglês para *Real-Time Pricing*) são programas com base temporal nos quais variações do preço da energia ao longo do tempo produzem mudanças na curva de demanda dos consumidores, ou DR baseada em preço (NOLAN; O'MALLEY, 2015; DENG et al., 2015; BARTUSCH; ALVEHAG, 2014; YANG; ZHANG; MA, 2016).

No caso do outro tipo de DR, que é o baseado em incentivos, os usuários recebem um pagamento pela participação em programas de redução da demanda, tais como controle direto da carga, carga interruptível e oferta de redução de carga (ZENG et al., 2017; DENG et al., 2015; BARTUSCH; ALVEHAG, 2014; VENKATESAN; SOLANKI; SOLANKI, 2012), ou em mercado de serviços ancilares (YANG; ZHANG; MA, 2016).

Em uma situação com DR baseada em preços, a redução de demanda pelos consumidores em horários com preços de energia mais caros pode ser, tipicamente, compensada em

horários com preços de energia mais baratos, mantendo o seu consumo total de energia. A redução da demanda de ponta, em si, já constitui um benefício sistêmico, por meio de:

- ❑ Aumento da segurança energética;
- ❑ Postergação de investimentos em capacidade de geração e expansão da rede;
- ❑ Redução do despacho das usinas mais caras em horário de ponta;
- ❑ Redução de perdas técnicas em horário de ponta, devido ao menor carregamento do sistema.

Trata-se, portanto, de um recurso importante para a melhoria da eficiência técnico-econômica dos sistemas elétricos, com grande potencial de desenvolvimento por meio da introdução das tecnologias de RI.

2.2 Redes elétricas inteligentes

A aplicação das tecnologias de RI a sistemas elétricos consiste na implementação de sensores, comunicação e controle inteligente para permitir uma combinação de recursos como geração centralizada, DER e a participação ativa do consumidor, visando confiabilidade e o uso eficiente de energia (GEELINGS, 2009b).

Entre os benefícios da implantação da infraestrutura de RI está a obtenção de um sistema elétrico mais seguro e eficiente, que não traga prejuízos ambientais. Porém, para se obter o máximo benefício, o gerenciamento do sistema deve realizar sinalização de preço aos produtores e usuários de energia, levando em conta os custos variáveis envolvidos (FOX-PENNER, 2014a).

A Infraestrutura Avançada de Medição (AMI da sigla em inglês para *Advanced Metering Infrastructure*) é um elemento básico de RI para impulsionar a implementação de DR, visto que possibilita a comunicação bidirecional, como a aquisição de informações da demanda dos consumidores pelas distribuidoras e a sinalização da variação do preço da energia ao longo do tempo para os consumidores (FOX-PENNER, 2014b; ZENG et al., 2017; DENG et al., 2015).

Deng et al. (2015) identificaram DR como um aspecto essencial de RI e apresentaram uma revisão sobre a modelagem de DR e programas de incentivo para estimular mudanças nos padrões de consumo dos consumidores.

O uso de AMI e uma abordagem social integrada para a mudança do comportamento dos indivíduos e a melhoria da eficiência energética foi explorado por Anda e Temmen (2014).

Uma revisão das oportunidades, desafios e barreiras relativos a DR, com foco no estudo sobre o custo de produção e aspectos da geração de energia elétrica, foi apresentada por Nolan e O'Malley (2015).

A influência de DR e de tipos de precificação sobre a expansão de GDFV residencial foi discutida por Nyholm, Odenberger e Johnsson (2017), por meio de um modelo de otimização para minimizar o custo da eletricidade dos consumidores, com a opção de gerenciamento de cargas e cenários com diferentes esquemas de preço de energia.

De acordo com Richter (2013), grande parte das oportunidades do mercado de GDFV na Alemanha não foi explorada por companhias do setor elétrico daquele país, mas por investidores de outros setores.

Yan et al. (2017) apresentaram estudos no campo de RI, destacando o desenvolvimento dos veículos elétricos híbridos e conectáveis à rede elétrica, DER, DR e a interação entre RI e outros tipos de redes, como a de gás, no contexto mais amplo dos sistemas de energia inteligentes, visando apresentar soluções para a transição energética e um futuro sustentável.

A integração de DER e cargas com demanda flexível por meio de um sistema de gerenciamento de energia, que utilizou uma abordagem estocástica, foi considerada por Marzband et al. (2017), visando uma programação de despacho para micro-redes inteligentes.

Palensky e Dietrich (2011), Jia e Tong (2016), Faria et al. (2014), Faria, Spínola e Vale (2016) e Afşar et al. (2016) avaliaram DR, DER e Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) no contexto de RI e modelos de negócios.

2.3 DER e o planejamento energético

A possibilidade de utilização de recursos tanto do lado da oferta como do lado da demanda para atender à necessidade energética dos consumidores resulta em um maior portfólio de alternativas para o planejamento energético. No caso de DER adotados por iniciativa do próprio consumidor, como GDFV conectada à rede, ou políticas de implementação de programas de DR, torna-se inevitável que o planejador do sistema leve em conta a incorporação destes recursos à sua metodologia.

Há uma tendência, portanto, de que o planejador tenha como um de seus objetivos prever flexibilidade e capacidade de integração de novos recursos, com melhor aproveitamento daqueles próximos aos pontos de consumo.

Konstantelos, Giannelos e Strbac (2017), Arefi, Abeygunawardana e Ledwich (2016) e Zeng et al. (2014) investigaram DR e DER no contexto do planejamento da distribuição.

Um método de planejamento ativo integrando DR baseada em incentivo, testado em uma rede rural de 16 barras com tensão nominal de 33kV, foi proposto por Mokryani (2015).

Chen et al. (2015) apresentaram um modelo de planejamento considerando GD e recursos de DR, principalmente por meio de cargas interruptíveis, com o uso de um algoritmo para obter o melhor planejamento de DR e o melhor dimensionamento e alocação de GD,

analisando exemplos em um modelo de sistema de distribuição com 42 nós, baseado em dados de uma rede real.

Abeyasinghe, Wu e Sooriyabandara (2017) apresentaram uma metodologia de avaliação para estudos estatísticos utilizando redes com características similares, geradas aleatoriamente e derivadas de dados de redes reais, para analisar o impacto de novas tecnologias, tendo como objetivo o futuro desenvolvimento de uma ferramenta de avaliação para a análise estatística de sistemas multi-energéticos em larga escala.

2.4 Análise de perdas técnicas

Venkatesan, Solanki e Solanki (2012) avaliaram o impacto de diferentes níveis de DR sobre o perfil de tensão e as perdas técnicas de uma rede de distribuição em resposta a RTP e enfatizaram a importância da modelagem de DR para se obter uma implementação consistente de contratos entre agregadores e distribuidoras.

Alguns trabalhos fizeram uma análise detalhada de perdas técnicas em sistemas elétricos envolvendo DR e GD a partir de fonte renovável, frequentemente utilizando modelos de pequena escala.

Chanda e De (2014) compararam perdas em linhas com um método tradicional de otimização e um método proposto que considerou DR visando maximizar o bem-estar social por meio do uso da tecnologia de RI em um *IEEE 30-bus test case* modificado.

Um sistema de distribuição de 32 barras com DER foi utilizado por Faria et al. (2014) para comparar perdas técnicas considerando diferentes preços de fornecedores de eletricidade.

Babonneau, Caramanis e Haurie (2016) apresentaram os resultados de perdas em um estudo de caso considerando uma aproximação com somente dois alimentadores de distribuição, aos quais foi aplicado um modelo de programação linear com *loop* fechado considerando DR e geração renovável variável.

Um método para a alocação de DER e a reconfiguração ótima de rede considerando as perdas de pico e utilizando o *IEEE 33-bus test feeder* e o *IEEE 69-bus test feeder* foi apresentado por Kanwar et al. (2017).

2.5 Contexto brasileiro de DR e GD

No Brasil, as bandeiras tarifárias (ANEEL, 2010) indicam aos consumidores cativos em baixa tensão os custos da geração de eletricidade mês a mês, sem refletir variações ao longo do dia.

Os consumidores do grupo A, com tensão de suprimento igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidos em tensão secundária por meio de sistema subterrâneo, são cobrados pela tarifa binômia. A tarifa binômia é caracterizada por tarifas separadas para demanda e consumo,

com ou sem diferenciação de acordo com as horas do dia, dependendo do subgrupo do consumidor (ANEEL, 2010).

A tarifa branca é uma THU em implementação a partir de 1º de janeiro de 2018, com possibilidade de adesão imediata para consumidores com média anual de consumo maior do que 500 kWh por mês, em até 12 meses para consumidores com média anual de consumo maior do que 250 kWh por mês e em até 24 meses para os demais consumidores (ANEEL, 2016b).

A adesão à tarifa branca é facultada aos consumidores brasileiros do grupo B, atendidos em baixa tensão, ou àqueles do grupo A com tarifa do grupo B, excetuando-se as unidades consumidoras da subclasse baixa renda da classe residencial, da classe iluminação pública ou com faturamento pela modalidade de pré-pagamento (ANEEL, 2016b).

Segundo Ramos (2018), a tarifa branca não deveria ser opcional, visto que, possivelmente, aderirão à nova tarifa de forma majoritária os consumidores que já possuem o perfil de maior consumo no horário fora de ponta, tendo estes uma redução no valor da conta de energia sem proporcionar o benefício sistêmico, e levando ao repasse de custos para os demais consumidores quando da realização da revisão tarifária periódica das distribuidoras. Conforme a mesma referência, uma alternativa seria implantar a tarifa branca de forma compulsória em regiões previamente providas com AMI.

O acesso de microgeração e minigeração distribuída ao sistema elétrico de distribuição no Brasil é definido por ANEEL (2015), ANEEL (2012a), ANEEL (2012b) com um sistema de compensação de energia elétrica (*net metering*).

2.6 Contribuição deste trabalho para o estado da arte

Este estudo contribui para o estado da arte apresentando uma nova metodologia para a análise de DR e GDFV como recursos para o planejamento energético. A metodologia permite realizar a análise considerando os aspectos de racionalidade e eficiência econômica, e tem foco na aplicabilidade a modelos de rede de larga escala, possibilitando a avaliação de perdas técnicas, demanda e consumo de energia, e incorporando restrições ao problema como a verificação da ocorrência de violação dos limites de tensão nos consumidores.

A abordagem apresentada também pode ser utilizada por *virtual power players* (FARIA et al., 2014) e agregadores.

Metodologia para a análise conjunta da resposta da demanda e da geração distribuída fotovoltaica

Este capítulo descreve uma abordagem geral para atingir o objetivo de avaliação de DR e GDFV como recursos para o planejamento energético, apresentando uma ferramenta que permite avaliar grandezas como a demanda de ponta, o consumo de energia e as perdas técnicas do sistema, em cenários com diferentes níveis de DR e GDFV.

A figura 1 apresenta as etapas da metodologia desenvolvida. Inicialmente, é realizada a modelagem da rede, incluindo a definição dos tipos de consumidores e suas curvas de carga típicas. Em seguida, são estabelecidos os elementos-chave do estudo, com a definição de cenários, consumidores responsivos que adotam DR e/ou GDFV e demais itens que caracterizam a análise. As curvas com os valores médios de carga, irradiância no plano inclinado e temperatura dos conjuntos FV são aplicadas nas simulações do estudo de caso. Com a introdução de variações aleatórias nos valores destas curvas, são realizadas as simulações da análise de sensibilidade.

A metodologia será detalhada nas seções 3.1 a 3.4.

3.1 Modelagem da rede de distribuição e das curvas de carga típicas dos consumidores

A identificação do estudo de caso e a sua localização são considerados para a seleção da topologia de rede que, em conjunto com as curvas de carga típicas, compõe o caso base.

Diferentes níveis de penetração de DR e GDFV podem ser estabelecidos para avaliar os efeitos sobre o sistema elétrico.

Figura 1 – Metodologia para a análise conjunta de DR e GDFV

Fonte: Autor

Sendo demanda a potência média da carga em um certo intervalo de tempo, denominado de intervalo de integralização (ANEEL, 2010), a equação que descreve a curva de carga em por unidade (p.u.) pode ser expressa como

$$d_{carga_pu}(t_i) = \frac{\overline{P}_{carga}(t_i)}{P_{base_carga}} \quad (1)$$

onde $d_{carga_pu}(t_i)$ é a demanda da carga em p.u. no intervalo de tempo t_i ($i = 1, 2, \dots, n$); $\overline{P}_{carga}(t_i)$ é a potência média da carga no intervalo de tempo t_i ; e P_{base_carga} é a potência de base da carga, que pode ser especificada como a potência média máxima da carga em uma série de medições para um conjunto de curvas típicas da carga.

O consumo de energia da carga no intervalo de tempo de t_1 a t_n é dado por

$$E_{carga}(t_{1,n}) = P_{base_carga} \sum_{i=1}^n d_{carga_pu}(t_i) \Delta t_i \quad (2)$$

onde Δt_i é a duração do intervalo de tempo t_i .

A metodologia proposta por Jardini et al. (2000) é adaptada para se obter a média e o desvio padrão das curvas de carga diárias típicas em dia útil, sábado e domingo, em p.u. da demanda máxima em todos os dias, para consumidores residenciais e comerciais com certas faixas de consumo, com base em um conjunto de medições de campo.

A relação do consumo de energia da carga em kWh com a curva de carga diária típica é dada pela equação (2) com P_{base_carga} em kW e Δt_i em h.

O desvio padrão da curva típica, conforme ilustrado na figura 2, pode ser utilizado para realizar uma análise de sensibilidade por meio de método estatístico, conforme será apresentado na seção 4.3.2 do estudo de caso.

Figura 2 – Ilustração das curvas média e de desvio padrão

Fonte: Autor

Um intervalo de integralização fixo Δt_i para as curvas de carga típicas em p.u., o mesmo das curvas de irradiância no plano inclinado e temperatura dos conjuntos FV, nos cenários aplicáveis, é considerado para possibilitar séries de soluções de fluxo de potência ao longo do período de análise.

3.2 Definição dos elementos-chave do estudo

A definição dos elementos-chave do estudo deve contemplar os seguintes aspectos:

- ❑ Cenários de análise como, por exemplo, diferentes níveis de DR e GDFV e uso combinado ou individual destes recursos;
- ❑ Grandezas a serem avaliadas, tais como a demanda de ponta relacionada à capacidade de suprimento da subestação de distribuição (DENG et al., 2015), o consumo de energia e as perdas técnicas, e os pontos do sistema (subestação, seção da rede, etc.) a serem considerados. A definição dessas grandezas é motivada pelos objetivos da análise, que podem incluir redução da demanda de ponta, postergação dos

investimentos em expansão da rede, redução das perdas técnicas e participação em mercados de GD ou de serviços ancilares. No estudo de caso, estas definições serão apresentadas na seção 4.3;

- ❑ Critério para determinar os consumidores que participam com DR e/ou GDFV;
- ❑ Modelamento de DR e GDFV;
- ❑ Período de tempo da análise como, por exemplo, dia típico;
- ❑ Intervalo de integralização das séries de valores de demanda dos consumidores, irradiação no plano inclinado, temperatura do painel FV e tarifa de energia. No estudo de caso, foi adotado um intervalo de integralização de 15 min;
- ❑ Aspectos regulatórios como as resoluções normativas definidas para a tarifa branca, a microgeração distribuída e os limites de tensão nas cargas em baixa tensão no Brasil.

Outras possibilidades de análise podem ser incorporadas aos elementos-chave de estudo apresentados.

3.3 Modelagem dos Consumidores Residenciais Responsivos (CRR)

A regulação e/ou cenários podem ser utilizados para definir os CRR que participam em programas de DR e/ou GDFV. Uma Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Consumo (PPH) realizada por uma distribuidora no Brasil é considerada no estudo de caso envolvendo a tarifa branca, conforme será apresentado na seção 4.2.2.

As modelagens de DR e GDFV que serão apresentadas nas seções 3.3.1 e 3.3.2 são flexíveis e permitem a definição de diferentes níveis de DR e/ou GDFV para cada CRR.

3.3.1 Modelagem de DR baseada em preço

3.3.1.1 Elasticidade-preço da demanda

A elasticidade-preço da demanda por eletricidade é definida como (KIRSCHEN et al., 2000; VENKATESAN; SOLANKI; SOLANKI, 2012)

$$\epsilon = \frac{\Delta d/d_0}{\Delta p/p_0} \quad (3)$$

onde Δd e d_0 são, respectivamente, a variação na demanda e a demanda original; e Δp e p_0 são, respectivamente, a variação no preço e o preço original.

Métodos econométricos para realizar a estimativa de ϵ foram discutidos por Campos, Grego e Ramos (2013), Hollanda (2012) e Du et al. (2015) e estão além do escopo deste estudo.

Campos, Grego e Ramos (2013) utilizaram um software de modelagem estatística e métodos de análise de séries temporais e variáveis exógenas para obter a elasticidade-preço de consumidores do subgrupo de baixa tensão de uma distribuidora brasileira, em um estudo envolvendo a tarifa branca.

O estudo apresentado por Hollanda (2012) teve como objetivo estimar a elasticidade-preço de consumidores residenciais no Brasil, utilizando dados da Pesquisa de Orçamentos Familiares - POF 2002/2003 do IBGE, com o uso de três modelos distintos. Tal trabalho teve como motivação fornecer dados que pudessem contribuir com a discussão sobre DR e eficiência energética, visando estimular políticas regulatórias alternativas para o aumento do bem-estar social.

Du et al. (2015) avaliaram os resultados da implantação de um sistema tarifário residencial baseado em blocos de energia elétrica com preço crescente na China, por meio da análise de dados de uma pesquisa de consumo residencial de energia e aplicação de um modelo empírico para examinar os fatores que afetam a elasticidade do consumo residencial.

3.3.1.2 Modulação da carga

A modulação da carga (DENG et al., 2015) representada por uma alteração na demanda no intervalo de tempo t_i ($i = 1, 2, \dots, n$) em razão de uma mudança do preço da energia no intervalo de tempo t_j ($j = 1, 2, \dots, n$) com $j \neq i$ pode ser estimada com base em hipóteses sobre os hábitos do consumidor e a flexibilidade das cargas gerenciáveis (CAMPOS; GREGO; RAMOS, 2013), e representada utilizando-se dados de elasticidades própria e cruzada (KIRSCHEN et al., 2000; VENKATESAN; SOLANKI; SOLANKI, 2012) conforme será apresentado na seção 3.3.1.3.

Em estudos como o de Campos, Grego e Ramos (2013) e Deng et al. (2015), foi considerada DR com modulação da carga, mantendo o consumo diário de energia dos consumidores. O mesmo critério é adotado no estudo de caso, conforme será apresentado na seção 4.2.3.

Um exemplo de modulação da carga é ilustrado na figura 3. Neste caso, a redução na demanda ocorrida no período das 18:00 às 21:59 tem como contrapartida um aumento na demanda no período das 7:00 às 16:00, ficando o consumo diário de energia do consumidor inalterado.

3.3.1.3 Matriz de Elasticidade-Preço (MEP)

Esta seção descreve o conceito de MEP, utilizada para modelar DR baseada em variação no preço da energia elétrica. Este conceito pode ser aplicado a estudos envolvendo a tarifa branca ou futuros programas de DR no Brasil.

Figura 3 – Exemplo de modulação da carga, mantendo o consumo diário de energia do consumidor

Fonte: Autor

A abordagem apresentada nesta seção é baseada em Kirschen et al. (2000), que avaliou o impacto da estrutura do mercado de eletricidade sobre a elasticidade da demanda, apresentando como uma matriz cujos elementos correspondem às elasticidades-preço própria e cruzada pode ser utilizada para modelar o comportamento dos consumidores, e também é baseada em Venkatesan, Solanki e Solanki (2012), trabalho no qual matrizes de elasticidade-preço foram aplicadas para determinar o nível de DR de diferentes tipos de consumidores sujeitos a RTP.

Admitindo-se que a modulação da carga em resposta à variação no preço da energia ocorra dentro do número de intervalos de tempo n definido para a curva de carga típica do consumidor e para a curva do preço da energia, a MEP correspondente é uma matriz $n \times n$ representada por

$$\mathbf{E} = [\epsilon_{i,j}] = \begin{bmatrix} \epsilon_{11} & \epsilon_{12} & \epsilon_{13} & \dots & \epsilon_{1n} \\ \epsilon_{21} & \epsilon_{22} & \epsilon_{23} & \dots & \epsilon_{2n} \\ \epsilon_{31} & \epsilon_{32} & \epsilon_{33} & \dots & \epsilon_{3n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \epsilon_{n1} & \epsilon_{n2} & \epsilon_{n3} & \dots & \epsilon_{nn} \end{bmatrix} \quad (4)$$

Os elementos da diagonal principal de $\mathbf{E}$ são definidos por (VENKATESAN; SOLANKI; SOLANKI, 2012)

$$\epsilon_{i,i} = \frac{\Delta d(t_i)/d_0(t_i)}{\Delta p(t_i)/p_0(t_i)} \quad (5)$$

onde $\epsilon_{i,i}$ é a elasticidade-preço própria no intervalo de tempo t_i ($i = 1, 2, \dots, n$); $\Delta d(t_i)$ e $d_0(t_i)$ são, respectivamente, a variação na demanda e a demanda original no intervalo

de tempo t_i ; e $\Delta p(t_i)$ e $p_0(t_i)$ são, respectivamente, a variação no preço e o preço original no intervalo de tempo t_i .

Uma vez que a mudança no preço da energia tende a ter um efeito inverso sobre a variação na demanda, a elasticidade-preço própria assume, em geral, valor negativo (VENKATESAN; SOLANKI; SOLANKI, 2012).

Já os elementos fora da diagonal principal de $\mathbf{E}$ são dados por (VENKATESAN; SOLANKI; SOLANKI, 2012)

$$\epsilon_{i,j} = \frac{\Delta d(t_i)/d_0(t_i)}{\Delta p(t_j)/p_0(t_j)} \quad (6)$$

onde $\epsilon_{i,j}$ é a elasticidade-preço cruzada no intervalo de tempo t_i ($i = 1, 2, \dots, n$) por causa da mudança no preço da energia no intervalo de tempo t_j ($j = 1, 2, \dots, n$) com $j \neq i$; $\Delta d(t_i)$ e $d_0(t_i)$ são, respectivamente, a variação na demanda e a demanda original no intervalo de tempo t_i ; e $\Delta p(t_j)$ e $p_0(t_j)$ são, respectivamente, a variação no preço e o preço original no intervalo de tempo t_j .

A elasticidade-preço cruzada assume valor positivo ou nulo, dependendo da disposição do consumidor em modular sua carga (VENKATESAN; SOLANKI; SOLANKI, 2012).

A soma dos efeitos das elasticidades-preço própria e cruzada correspondentes aos elementos da linha i de $\mathbf{E}$ determina a variação total na demanda em relação à demanda original do intervalo de tempo t_i , que é expressa por (VENKATESAN; SOLANKI; SOLANKI, 2012)

$$\frac{\Delta d_{total}(t_i)}{d_0(t_i)} = \sum_{j=1}^n \frac{\epsilon_{i,j} \Delta p(t_j)}{p_0(t_j)} \quad (7)$$

onde $\Delta d_{total}(t_i)$ e $d_0(t_i)$ são, respectivamente, a variação na demanda e a demanda original do intervalo de tempo t_i ($i = 1, 2, \dots, n$); $\epsilon_{i,j}$ é o elemento de $\mathbf{E}$ na linha i e coluna j ($j = 1, 2, \dots, n$); e $\Delta p(t_j)$ e $p_0(t_j)$ são, respectivamente, a variação no preço da energia e o preço original do intervalo de tempo t_j .

Em notação matricial, as variações totais nas demandas em relação às demandas originais, nos n intervalos de tempo, são dadas por

$$\begin{bmatrix} \Delta d_{total}(t_1)/d_0(t_1) \\ \Delta d_{total}(t_2)/d_0(t_2) \\ \Delta d_{total}(t_3)/d_0(t_3) \\ \vdots \\ \Delta d_{total}(t_n)/d_0(t_n) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \epsilon_{11} & \epsilon_{12} & \epsilon_{13} & \dots & \epsilon_{1n} \\ \epsilon_{21} & \epsilon_{22} & \epsilon_{23} & \dots & \epsilon_{2n} \\ \epsilon_{31} & \epsilon_{32} & \epsilon_{33} & \dots & \epsilon_{3n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \epsilon_{n1} & \epsilon_{n2} & \epsilon_{n3} & \dots & \epsilon_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta p(t_1)/p_0(t_1) \\ \Delta p(t_2)/p_0(t_2) \\ \Delta p(t_3)/p_0(t_3) \\ \vdots \\ \Delta p(t_n)/p_0(t_n) \end{bmatrix} \quad (8)$$

Os elementos da coluna j da matriz $\mathbf{E}$ relacionam-se aos efeitos da variação no preço no intervalo de tempo t_j sobre a variação na demanda em cada intervalo de tempo t_i (KIRSCHEN et al., 2000).

Alguns perfis de consumidores podem ser identificados a partir de determinadas características da MEP (KIRSCHEN et al., 2000):

- ❑ Consumidor antecipador: MEP com elementos não nulos localizados somente acima da diagonal principal, indicando que o consumidor reage a maiores preços adiantando o horário do seu consumo;
- ❑ Consumidor postergador: MEP com elementos não nulos localizados somente abaixo da diagonal principal, indicando que o consumidor reage a maiores preços postergando o horário do seu consumo;
- ❑ Consumidor flexível: MEP com elementos não nulos dispersos ao longo das colunas, indicando que o consumidor tem flexibilidade para reagendar seu horário de consumo;
- ❑ Consumidor inflexível: MEP com elementos não nulos aglutinados em torno da diagonal principal, indicando restrição da capacidade de reagendamento do consumo;
- ❑ Consumidor com perfil de otimização: MEP com elementos não nulos concentrados nas linhas correspondentes aos horários com menor preço de energia, resultando em aproveitamento dos menores preços quando do reagendamento do consumo.

Em situações práticas, o conjunto de consumidores do sistema apresentará características mescladas de diversos perfis (KIRSCHEN et al., 2000).

Exemplos de MEP utilizadas no estudo de caso serão apresentados na seção 4.2.3.

3.3.2 Modelagem de GDFV

Sendo irradiância solar (PEREIRA et al., 2017) a potência da radiação solar em um dado instante de tempo sobre uma superfície, seu valor médio pode ser expresso como a energia incidente em um determinado intervalo de tempo (intervalo de integralização) por unidade de área em $\text{kWh}/(\text{h} \cdot \text{m}^2)$, matematicamente equivalente a kW/m^2 (GILMAN, 2015).

Dados de irradiância global horizontal e temperatura ambiente podem ser utilizados em softwares de modelagem de GDFV conforme será apresentado na seção 4.2.4.

A demanda máxima, o consumo de energia e as características da instalação elétrica dos consumidores, bem como as normas técnicas e a regulação, são considerados na especificação das características dos sistemas de GDFV, tais como o Ponto de Máxima Potência (MPP da sigla em inglês para *Maximum Power Point*) do conjunto FV e a potência nominal do inversor FV.

A definição do fator de potência do inversor FV pode ser influenciada pela estratégia da distribuidora ou do agregador, dado que o suporte de reativos é possível com um fator de potência menor do que 1,00 (indutivo ou capacitivo).

Para realizar uma análise de sensibilidade, as curvas dos desvios padrões da irradiância no plano inclinado e da temperatura dos conjuntos FV podem ser elaboradas e aplicadas conforme será indicado na seção 3.4.

3.4 Análise de sensibilidade

Os valores dos desvios padrões das curvas de carga, irradiância no plano inclinado e temperatura dos conjuntos FV podem ser utilizados para realizar uma análise estatística considerando variações aleatórias nos valores das respectivas curvas, apresentando uma análise de sensibilidade para o estudo de caso conforme será definido na seção 4.3.2. Neste trabalho, é considerada uma distribuição normal para as variações aleatórias das curvas, porém, outros tipos de distribuição que não a normal podem ser adotados.

O objetivo da análise de sensibilidade é avaliar a variação em resultados como a demanda e consumo de energia da subestação, perdas nas linhas e transformadores e verificação dos limites de tensão, a partir de variações nos parâmetros de demanda e nível de GDFV de cada consumidor.

O procedimento estatístico deve considerar as variações nas curvas de carga, irradiância no plano inclinado e temperatura dos conjuntos FV produzindo valores positivos para a aplicação na análise de sensibilidade.

Aplicação da metodologia proposta a um estudo envolvendo a tarifa branca e a microgeração distribuída fotovoltaica

Este capítulo apresenta a aplicação da metodologia desenvolvida neste trabalho a um estudo baseado em simulações computacionais, envolvendo o uso da tarifa branca e da microgeração distribuída fotovoltaica no Brasil.

Dados de uma distribuidora no Estado de São Paulo foram adaptados para o desenvolvimento do estudo de caso. Os dados dos ciclos de revisões tarifárias periódicas no Brasil podem ser solicitados à ANEEL por meio do Sistema Eletrônico do Serviço de Informação ao Cidadão (e-SIC), disponível ao público no website Brasil (2018). O autor optou por não divulgar o nome da distribuidora cujos dados foram utilizados, visto que o foco do trabalho é a metodologia, com a respectiva análise dos resultados.

A figura 4 ilustra as etapas do processo de aplicação da metodologia. O modelo de rede utilizado foi o *IEEE 8500-Node Test Feeder* adaptado, com 1177 consumidores divididos entre residenciais e comerciais, com suas respectivas curvas de carga típicas. Na definição dos elementos-chave do estudo, foram considerados a demanda de ponta e o consumo de energia da subestação, bem como as perdas técnicas nas linhas e transformadores, considerando um grupo de 270 CRR que adota 2 níveis de DR e GDFV, em 8 cenários, e a regulação brasileira para a tarifa branca, microgeração distribuída e limites de tensão dos consumidores em baixa tensão. Complementando a análise, também foi verificada a variação na conta de energia de amostras de CRR, em cada cenário. A análise de sensibilidade foi realizada com uma série de 100 simulações com variações aleatórias, que respeitaram uma distribuição normal, nas curvas de carga de todos os consumidores e, nos cenários aplicáveis, nas curvas de irradiância no plano inclinado e temperatura do painel FV de todos os sistemas de GDFV.

A aplicação da metodologia ao estudo de caso é detalhada nas seções 4.1 a 4.3.

Figura 4 – Aplicação da metodologia a um estudo envolvendo a tarifa branca e a microgeração distribuída fotovoltaica

Fonte: Autor

4.1 Modelo de rede

4.1.1 O IEEE 8500-Node Test Feeder

O *IEEE 8500-Node Test Feeder*, apresentado na figura 5, foi modelado e adaptado pelo *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) a partir de um circuito real, e seu objetivo é atender à necessidade de planejadores que necessitam testar diferentes métodos e técnicas em sistemas de larga escala contendo vários milhares de nós (ARRITT; DUGAN, 2010).

Este circuito foi selecionado por seu potencial para servir de base para testes avançados, como a avaliação de opções de eficiência energética e geração por fontes renováveis.

Representa um circuito radial em corrente alternada, suprido por uma subestação. O circuito primário, em média tensão, possui um total de 170 km de condutores e a distância máxima da subestação é de, aproximadamente, 17 km (ARRITT; DUGAN, 2010).

No *IEEE 8500-Node Test Feeder*, cada consumidor tem sua carga dividida em duas partes, conectadas a um transformador de serviço do tipo *split-phase*. A versão considerada do circuito de teste é aquela com cargas em configuração balanceada, conforme

Figura 5 – Diagrama do *IEEE 8500-Node Test Feeder*

Fonte: Adaptado a partir de Arritt e Dugan (2010)

ilustrado na figura 6.

Figura 6 – Carga em configuração balanceada, conectada ao secundário de transformador de serviço do tipo *split-phase*

Fonte: Adaptado a partir de Arritt e Dugan (2010)

4.1.2 Ferramenta de simulação OpenDSS

As simulações foram realizadas utilizando o *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS), um software livre para análise de sistemas elétricos de distribuição no domínio da frequên-

cia (DUGAN, 2018), que pode ser controlado por meio da interface COM.

O OpenDSS é um software de código aberto (MONTENEGRO; DUGAN, 2017) que permite a realização de diversos tipos de simulações para a análise e planejamento de sistemas elétricos de distribuição, possibilitando a avaliação de inserção de GD, eficiência energética e RI.

As simulações são realizadas em regime permanente senoidal, sendo cada elemento do circuito representado por uma matriz de admitâncias nodais primitiva. As matrizes primitivas de elementos são conjugadas em uma matriz de admitâncias do sistema, e o conjunto de equações representando a rede de distribuição é resolvido por meio de métodos de solução de matrizes esparsas (DUGAN, 2018).

O *IEEE 8500-Node Test Feeder* foi convertido para um formato compatível com o OpenDSS dentro de um programa de pesquisa do EPRI (ARRITT; DUGAN, 2010).

4.1.3 Adaptações e dados considerados para o modelo de rede

O modelo de rede (ARRITT; DUGAN, 2010) foi adaptado para se obter um melhor controle de tensão com a modificação do banco de capacitores fixo para tipo controlável, alterando o controle de todos os bancos de capacitores para controle de tensão e reduzindo o parâmetro de banda dos transformadores reguladores 2 a 4 de forma que os *tap changers* atuam se a tensão da barra controlada é maior do que 1,05 p.u. ou menor do que 1,03 p.u.

Dados reais e públicos de uma distribuidora localizada no estado de São Paulo, disponibilizados pela agência reguladora ANEEL, foram adaptados ao modelo de rede adotado para definir

- ❑ A proporção de consumidores residenciais e comerciais conforme será apresentado na seção 4.1.3.1;
- ❑ As curvas de carga típicas dos consumidores residenciais e comerciais conforme será apresentado na seção 4.1.3.2;
- ❑ A quantidade de CRR que adota DR e/ou GDFV conforme será apresentado na seção 4.2.2;
- ❑ As tarifas convencional e THU (tarifa branca) conforme será apresentado na seção 4.2.3.

4.1.3.1 Tipos de consumidores

A classificação dos consumidores foi baseada na proporção de energia consumida no mercado da distribuidora por tipo de consumidor. O consumo de energia do consumidor foi calculado utilizando-se a equação (2) da seção 3.1. Iniciou-se classificando os consumidores como residenciais, em ordem crescente de consumo até o montante de 71,2%

do consumo total de energia, enquanto os demais consumidores foram classificados como comerciais, resultando em

- 1037 consumidores residenciais com demanda máxima de 1,77 kW a 13,30 kW;
- 140 consumidores comerciais com demanda máxima de 14,59 kW a 101,70 kW.

4.1.3.2 Curvas de carga diárias típicas dos consumidores

A metodologia proposta foi aplicada a medições de campo feitas pela distribuidora em consumidores residenciais e comerciais com as faixas de consumo de 500 – 1000 kWh/mês e 1000 – 5000 kWh/mês, respectivamente, adotadas neste estudo. As medições foram realizadas durante uma campanha de medidas em 2012.

A distribuidora realizou medições por um período de aproximadamente 40 dias consecutivos em cada carga e selecionou, para cada amostra de consumidor utilizada, um conjunto de medições ao longo de um dia útil, um sábado e um domingo.

Para definir as curvas de carga típicas em dia útil, sábado e domingo, com valores de média e desvio padrão, o procedimento definido na seção 3.1 foi aplicado às medições selecionadas, por dia típico, de 51 consumidores residenciais e 56 consumidores comerciais.

O intervalo de integralização considerado foi de 15 min e a ordenada de cada curva foi expressa em p.u. da demanda máxima em todos os dias típicos (dia útil, sábado e domingo).

As curvas de carga média e de desvio padrão residenciais típicas em dia útil, sábado e domingo são apresentadas nas figuras 7 a 9.

Figura 7 – Curva de carga residencial típica em dia útil

Fonte: Autor

As curvas de carga média e de desvio padrão comerciais típicas em dia útil, sábado e domingo são apresentadas nas figuras 10 a 12.

Figura 8 – Curva de carga residencial típica em sábado

Fonte: Autor

Figura 9 – Curva de carga residencial típica em domingo

Fonte: Autor

4.2 Síntese relacionando a resposta da demanda e a geração distribuída fotovoltaica

Como o dimensionamento dos sistemas elétricos de potência deve atender à demanda de ponta, a redução desta por meio de DR pode melhorar a eficiência do sistema (WANG et al., 2017). De acordo com Gils (2016), o principal benefício de DR em um estudo de caso considerando-se 70% de geração renovável variável em um cenário futuro na Alemanha é a substituição da capacidade de geração de ponta.

Figura 10 – Curva de carga comercial típica em dia útil

Fonte: Autor

Figura 11 – Curva de carga comercial típica em sábado

Fonte: Autor

Embora DR possa propiciar benefícios ao sistema elétrico, sua viabilidade em programas baseados em preço depende da adesão dos consumidores. No atual cenário brasileiro para os consumidores de baixa tensão, a coexistência de um sistema de compensação para a microgeração distribuída, uma tarifa convencional e a implementação da THU opcional denominada de tarifa branca a partir de 2018, proporciona aos consumidores algumas opções e caracteriza uma situação em que é útil investigar os impactos sobre os sistemas elétricos e a economia na conta de energia dos consumidores no caso da adoção da tarifa branca e/ou GDFV. Os cenários na seção 4.2.1 foram definidos a partir desta perspectiva.

Figura 12 – Curva de carga comercial típica em domingo

Fonte: Autor

4.2.1 Cenários para as simulações

Considerou-se um caso base sem DR e GDFV, e oito cenários nos quais um grupo de CRR adotou DR e/ou GDFV em dois níveis, conforme será detalhado nas seções 4.2.3 e 4.2.4.

A tabela 1 apresenta um resumo dos cenários para as simulações.

Tabela 1 – Cenários para as simulações

Consumidores	Recurso	Cenário 1 Caso base	Cenário 2 DR nível 1 (DR1)	Cenário 3 DR nível 2 (DR2)	Cenário 4 GDFV nível 1 (GD1)	Cenário 5 GDFV nível 2 (GD2)	Cenário 6 DR1 e GD1	Cenário 7 DR1 e GD2	Cenário 8 DR2 e GD1	Cenário 9 DR2 e GD2
270 CRR	DR	-	✓	✓	-	-	✓	✓	✓	✓
	GDFV	-	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓
907 outros consumidores (residenciais e comerciais)	DR	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	GDFV	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: Autor

4.2.2 Grupo de CRR

A definição do grupo de consumidores que participa com DR e/ou GDFV nos cenários 2 a 9 foi baseada nos resultados de uma PPH realizada pela distribuidora considerada, com os mesmos consumidores sorteados para a campanha de medidas cujos dados foram utilizados para a definição das curvas de carga típicas neste estudo.

De acordo com a pesquisa, realizada em 2012, 26% dos consumidores residenciais com faixa de consumo de 500 – 1000 kWh/mês, a mesma adotada para a definição das curvas de carga típicas, responderam que com certeza alterariam seus padrões de consumo por um desconto de 10% na tarifa para o horário fora do intervalo das 17:00 às 21:00. Este percentual de consumidores foi utilizado como referência para determinar a quantidade de CRR no estudo de caso, resultando em 270 consumidores residenciais.

Considerando que o mesmo grupo de CRR utiliza DR e/ou GDFV nos cenários de simulação, adotou-se uma distribuição dos CRR entre os consumidores residenciais de maior demanda máxima, da seguinte forma:

- 49 consumidores com demanda máxima de 13,30 kW (todos com esta demanda máxima);
- 140 consumidores com demanda máxima de 10,17 kW (todos com esta demanda máxima);
- 81 consumidores com demanda máxima de 9,73 kW (aleatoriamente distribuídos entre os 163 consumidores com esta demanda máxima).

A localização da subestação e dos CRR no circuito de teste é ilustrada na figura 13.

Figura 13 – Localização da subestação e dos CRR

Fonte: Autor

4.2.3 DR baseada em preço

Uma tarifa convencional foi considerada para os consumidores comerciais e para os consumidores residenciais que não fazem parte do grupo de CRR. Para os CRR definidos na seção 4.2.2, duas situações foram consideradas em dia útil: a mesma tarifa convencional que a dos consumidores que não fazem parte do grupo de CRR para cenários sem DR e uma THU para cenários com DR. A THU considerada foi a tarifa branca (ANEEL, 2016a).

A comparação entre as tarifas branca e convencional em dia útil é apresentada na figura 14. O preço da tarifa branca em finais de semana e feriados nacionais é o mesmo preço que o do horário fora de ponta em dia útil.

A seguinte classificação de horário foi considerada em dia útil:

- Horário de ponta: das 19:00 às 21:59;
- Horário intermediário: das 18:00 às 18:59 e das 22:00 às 22:59;
- Horário fora de ponta: das 0:00 às 17:59 e das 23:00 às 23:59.

Figura 14 – Comparação entre as tarifas branca e convencional em dia útil

Fonte: Autor

Os valores de elasticidade-preço da demanda para DR em dois níveis, conforme a tabela 1, foram baseados em coeficientes de Hollanda (2012): -0,34 para o nível DR1 e -0,16 para o nível DR2.

A partir da relação dada pela equação (3) da seção 3.3.1.1, temos que as reduções da demanda de ponta dos CRR em dia útil são de 20,4% com DR1 e 9,8% com DR2, comparadas com a curva de carga sem DR. Estas reduções estão dentro do limite de potencial de até 50% de redução de demanda de ponta na região Sudeste do Brasil, considerando-se a flexibilidade de cargas gerenciáveis como o chuveiro elétrico, o ferro de passar roupas, o micro-ondas e a máquina de lavar (CAMPOS; GREGO; RAMOS, 2013).

Para a manutenção do consumo de energia dos CRR em dia útil, foi considerada a modulação da carga (DENG et al., 2015) para o horário fora de ponta das 23:00 às 23:59 (logo após o horário intermediário das 22:00 às 22:59) e das 6:00 às 7:59 (quando a demanda volta a aumentar após atingir seu valor diário mínimo, conforme figura 7). Considerou-se que seria restrita a possibilidade de modulação da carga para o horário comercial das 8:00 às 18:00, como em Campos, Grego e Ramos (2013).

As figuras 15 e 16 apresentam representações simplificadas de MEP correspondentes ao comportamento considerado para os CRR com DR1 e DR2, respectivamente. Nestas figuras, são apresentadas as linhas e colunas indexadas por intervalo de tempo em horas,

e não são mostradas as linhas e colunas que contêm somente elementos nulos. A MEP original para um intervalo de integralização de 15 min é uma matriz 96x96.

Os elementos não nulos localizados acima e abaixo da diagonal principal da MEP indicam que o consumidor reage a maiores preços de energia adiantando e postergando o horário de seu consumo, respectivamente.

A aplicação dos dados de MEP e curva de preços de energia à equação (8) da seção 3.3.1.3 resulta nos valores de variação de demanda em relação à demanda original, que permitem obter as novas curvas de carga dos CRR com DR1 e DR2. A figura 17 apresenta a comparação entre as curvas de carga residenciais com e sem DR, em dia útil. Adotou-se que as curvas de carga dos CRR em sábado e domingo nos cenários com DR são iguais às respectivas curvas de carga em sábado e domingo com tarifa convencional.

4.2.4 Sistemas de GDFV

Foram utilizados dados da *National Solar Radiation Database* (NSRDB) (HABTE; SENGUPTA; LOPEZ, 2017) do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) para uma cidade no Estado de São Paulo, Brasil, em 2012. A cidade escolhida está localizada na área de concessão da distribuidora considerada.

A NSRDB utiliza dados de satélites de 1998 a 2015 com resolução espacial de 4km por 4km e intervalo de integralização de 30 min para disponibilizar dados de irradiância solar e um conjunto de informações meteorológicas auxiliares (HABTE; SENGUPTA; LOPEZ, 2017).

A figura 18 ilustra as etapas da modelagem de GDFV. As informações obtidas da NSRDB, em conjunto com a definição da potência no MPP dos conjuntos FV e da potência dos inversores FV, foram utilizadas como dados de entrada para o software *System Advisor Model* (SAM) do NREL (GILMAN, 2015), de forma a obter os valores de irradiância no plano inclinado e temperatura dos conjuntos FV. Os dados obtidos com o SAM, com intervalo de integralização de 30 min, foram interpolados para um intervalo de integralização de 15 min, compatibilizando-os com as curvas de carga típicas, e foram utilizados nas simulações com o OpenDSS.

[illegible]

Fonte: Autor

Figura 17 – Curvas de carga residenciais com DR1, DR2 e sem DR, em dia útil

Fonte: Autor

Devido à conexão de cada carga em configuração balanceada com um transformador *split-phase* (ARRITT; DUGAN, 2010), conforme apresentado na figura 6, foram considerados dois inversores e dois painéis FV para cada CRR em cenários com GDFV.

O sistema FV típico para CRR com demanda máxima de 9,73 kW ou 10,17 kW é composto por:

- ❑ Dois conjuntos FV, cada um com potência de 4,77 kWp no MPP, totalizando 9,54 kWp;
- ❑ Dois inversores FV, cada um com potência nominal de saída de 4,00 kW, totalizando 8,00 kW.

O sistema FV típico para CRR com demanda máxima de 13,30 kW é composto por:

- ❑ Dois conjuntos FV, cada um com potência no 5,91 kWp no MPP, totalizando 11,82 kWp;
- ❑ Dois inversores FV, cada um com potência nominal de saída de 5,00 kW, totalizando 10,00 kW.

O valor nominal de potência do conjunto FV no MPP considerado nas simulações com o OpenDSS foi especificado com base em uma irradiância solar de 1,00 kW/m² e em uma temperatura do conjunto FV de 25 °C. O fator de potência dos inversores FV é igual a 1,00.

O dimensionamento do sistema FV considerou a potência máxima de GDFV menor do que a demanda máxima do consumidor e a energia diária produzida por GDFV menor do que a energia diária consumida pela carga.

As curvas de potência-temperatura do conjunto FV e a curva de eficiência do inversor FV foram baseadas no exemplo do *PVSystem Element Model* do OpenDSS em EPRI (2011).

No presente estudo, dezembro e junho são os meses com, respectivamente, a maior e a

Figura 18 – Etapas da modelagem de GDFV

Fonte: Autor

menor quantidade de energia produzida por sistema FV ao longo de 2012, considerando-se as curvas médias de irradiância no plano inclinado e temperatura do conjunto FV.

Foram adotadas as curvas de irradiância no plano inclinado e temperatura do conjunto FV de dezembro para representar o maior nível de GDFV (GD1), e as curvas de junho para representar o menor nível de GDFV (GD2), conforme a tabela 1.

As curvas de irradiância no plano inclinado são apresentadas nas figuras 19 e 20.

As curvas de temperatura do conjunto FV são apresentadas nas figuras 21 e 22.

Vale ressaltar que na atual regulação do setor elétrico brasileiro, GDFV com capacidade instalada menor ou igual a 75 kW é classificada como microgeração operando em sistema de compensação (ANEEL, 2015).

Figura 19 – Curva de irradiância no plano inclinado em dezembro, para cenários com GD1

Fonte: Autor

Figura 20 – Curva de irradiância no plano inclinado em junho, para cenários com GD2

Fonte: Autor

4.3 Resultados a serem obtidos com a metodologia proposta

Os resultados requeridos para o sistema de distribuição em dia útil em cada cenário definido no estudo de caso foram:

- ❑ Demanda máxima da subestação e a diferença percentual do cenário para o caso base;
- ❑ Consumo diário de energia da subestação e a diferença percentual do cenário para o caso base;
- ❑ Perdas máximas em potência nas linhas e nos transformadores e a diferença percen-

Figura 21 – Curva de temperatura do conjunto FV em dezembro, para cenários com GD1

Fonte: Autor

Figura 22 – Curva de temperatura do conjunto FV em junho, para cenários com GD2

Fonte: Autor

tual do cenário para o caso base;

- ❑ Perdas diárias de energia nas linhas e nos transformadores e a diferença percentual do cenário para o caso base;
- ❑ Quantidade diária de energia fornecida por GDFV nos cenários 4 a 9 e a respectiva fração do consumo total de energia.

O ponto de medição na subestação é o terminal primário do transformador HVMV_Sub no 8500-Node Test Feeder (ARRITT; DUGAN, 2010), conforme ilustrado na figura 13.

Para verificar se a redução de demanda obtida com DR representa uma redução geral da demanda de ponta da subestação, foi requerida uma comparação das curvas de demanda da subestação com DR em dia útil e da demanda da subestação em sábado e

domingo.

Para avaliar a relação entre a demanda ativa e a demanda aparente da subestação no estudo de caso, requeriu-se:

- ❑ A comparação do fator de potência visto pela subestação;
- ❑ A comparação da demanda aparente da subestação em horário de ponta.

O fator de potência das cargas é constante e igual a 0,97 indutivo.

4.3.1 Análise do custo da conta de energia do consumidor no estudo de caso

Para a análise do custo da conta de energia do consumidor, foram utilizadas duas amostras de CRR com demandas máximas de 9,73 kW e 13,30 kW, associadas, respectivamente, com a maior e a menor proporção de potência de conjunto FV no MPP em comparação com a demanda máxima da carga, para a avaliação da economia na conta de energia em cenários com DR e/ou GDFV.

A análise foi realizada considerando-se preços sem tributos e apresentou o preço diário médio da energia com a diferença percentual do cenário para o caso base. Nos cenários 4 a 9, a fração da energia diária do consumidor fornecida por GDFV foi requerida.

O preço diário foi calculado como a média ponderada em um ano no Brasil com 252 dias úteis, 52 sábados, 52 domingos e 9 feriados nacionais durante a semana de trabalho.

Para feriados nacionais durante a semana de trabalho, adotou-se que a curva de carga é a mesma de domingo.

A análise de investimento não faz parte do escopo deste trabalho, porém os resultados que serão aqui apresentados podem contribuir para a realização de tais estudos.

4.3.2 Análise de sensibilidade

Uma série de 100 simulações com variações aleatórias nas curvas de carga de todos os consumidores para os cenários 2 a 9 e variações aleatórias nas curvas de irradiância no plano inclinado e temperatura dos conjuntos FV de todos os sistemas de GDFV para os cenários 4 a 9 foi realizada para apresentar uma análise de sensibilidade do sistema.

Para cada intervalo de tempo, um número aleatório com distribuição normal, média zero e variância igual a 1, multiplicado por 20% do valor da curva de desvio padrão, foi adicionado ao respectivo valor médio da curva (um número aleatório diferente para cada intervalo de tempo da curva e um número aleatório diferente para cada consumidor ou sistema de GDFV), conforme ilustrado na figura 23.

O fator de 20% que multiplica o valor da curva de desvio padrão foi considerado de modo a se obter novos valores realistas e não negativos para as curvas das grandezas

Figura 23 – Ilustração do procedimento para variação aleatória nas curvas

Fonte: Autor

envolvidas. A ferramenta de análise proposta é flexível, permitindo a variação deste fator e da curva de desvio padrão. Também é possível a utilização de uma distribuição que não seja a normal para o número aleatório.

As figuras 24, 25 e 26 exemplificam o resultado do procedimento, apresentando curvas médias típicas e as variações aleatórias para amostras de consumidores, a serem utilizadas nas simulações para a análise de sensibilidade.

Figura 24 – Curva de carga média típica e variações aleatórias em uma série de 100 simulações, para uma amostra de consumidor residencial sem DR, em dia útil

Fonte: Autor

Assumiu-se que os valores dos desvios padrões para as curvas de carga residenciais com DR são iguais aos valores de desvio padrão da curva de carga residencial típica em dia útil.

A análise de sensibilidade foi realizada para o sistema de distribuição em dia útil.

Figura 25 – Curva de irradiância solar média típica no plano inclinado e variações aleatórias em uma série de 100 simulações, para uma amostra de CRR com GD1

Fonte: Autor

Figura 26 – Curva de temperatura do conjunto FV média típica e variações aleatórias em uma série de 100 simulações, para uma amostra de CRR com GD1

Fonte: Autor

4.3.3 Verificação dos limites de tensão nos CRR

Para o estudo de caso e para a análise de sensibilidade, foi requerido verificar se não houve violação dos limites de tensão nos CRR conforme a regulação brasileira (ANEEL, 2018), na qual 1,05 p.u. e 0,92 p.u. são definidos, respectivamente, como os limites apropriados máximo e mínimo de suprimento em baixa tensão.

Resultados

Este capítulo apresenta os resultados obtidos com a aplicação da metodologia para análise de DR e GDFV como recursos para planejamento energético, conforme definido no capítulo 4.

5.1 Estudo de caso

A tabela 2 apresenta a demanda máxima e o consumo de energia da subestação, e as perdas nas linhas e transformadores, em dia útil, cuja análise é realizada nas seções 5.1.1 e 5.1.2.

A tabela 3 apresenta o preço diário médio da energia e a fração da energia fornecida por GDFV para amostras de CRR, cuja análise é realizada na seção 5.1.3.

Tabela 2 – Demanda máxima e consumo de energia da subestação, e perdas nas linhas e transformadores, em dia útil

Ponto de medição	Grandeza	Cenário 1 Caso base	Cenário 2 DR1	Cenário 3 DR2	Cenário 4 GD1	Cenário 5 GD2	Cenário 6 DR1 e GD1	Cenário 7 DR1 e GD2	Cenário 8 DR2 e GD1	Cenário 9 DR2 e GD2
Subestação	Demanda de ponta (kW)	10979	10290	10645	10979	10979	10290	10290	10645	10645
	Diferença do cenário para o caso base	-	-6,3%	-3,0%	0,0%	0,0%	-6,3%	-6,3%	-3,0%	-3,0%
	Consumo de energia (kWh por dia)	163423	163330	163369	147890	158465	147783	158371	147830	158410
	Diferença do cenário para o caso base	-	-0,1%	0,0%	-9,5%	-3,0%	-9,6%	-3,1%	-9,5%	-3,1%
Linhas e transformadores	Perdas máximas em potência (kW)	1077	957	1018	1077	1077	957	957	1018	1018
	Diferença do cenário para o caso base	-	-11,1%	-5,5%	0,0%	0,0%	-11,1%	-11,1%	-5,5%	-5,5%
	Perdas em energia (kWh por dia)	11341	11247	11287	9942	10841	9836	10748	9883	10787
	Diferença do cenário para o caso base	-	-0,8%	-0,5%	-12,3%	-4,4%	-13,3%	-5,2%	-12,9%	-4,9%
Saídas dos sistemas de GDFV	Geração de energia (kWh por dia)	-	-	-	14088	4516	14088	4516	14088	4516
	Fração do consumo total de energia	-	-	-	8,7%	2,8%	8,7%	2,8%	8,7%	2,8%

Tabela 3 – Preço diário médio da energia para o consumidor e fração da energia diária fornecida por GDFV para amostras de CRR com demandas máximas de 9,73 kW e 13,30 kW

Amostra	Grandeza	Cenário 1 Caso base	Cenário 2 DR1	Cenário 3 DR2	Cenário 4 GD1	Cenário 5 GD2	Cenário 6 DR1 e GD1	Cenário 7 DR1 e GD2	Cenário 8 DR2 e GD1	Cenário 9 DR2 e GD2
9,73 kW	Preço diário médio de energia sem tributos (R\$)	59,79	57,89	58,48	37,29	52,68	38,07	51,63	38,67	52,23
	Diferença do cenário para o caso base	-	-3,2%	-2,2%	-37,6%	-11,9%	-36,3%	-13,6%	-35,3%	-12,6%
	Fração da energia diária fornecida por GDFV	-	-	-	37,5%	12,0%	37,5%	12,0%	37,5%	12,0%
	Preço diário médio de energia sem tributos (R\$)	81,82	79,22	80,04	53,94	73,01	54,67	71,47	55,49	72,28
13,30 kW	Diferença do cenário para o caso base	-	-3,2%	-2,2%	-34,1%	-10,8%	-33,2%	-12,7%	-32,2%	-11,7%
	Fração da energia diária fornecida por GDFV	-	-	-	34,0%	10,9%	34,0%	10,9%	34,0%	10,9%

5.1.1 Demanda de ponta da subestação e perdas máximas em potência

Os cenários 2, 6 e 7 com DR1 apresentaram demanda de ponta da subestação 3,3% menor do que os cenários 3, 8 e 9 com DR2.

As figuras 27 a 30 mostram comparações entre a demanda da subestação em cenários com DR e/ou GDFV e o caso base, em dia útil. Uma modulação da carga pode ser observada nas figuras 27 a 29 por meio do aumento da demanda da subestação nos horários fora de ponta das 23:00 às 23:59 e das 6:00 às 7:59 em cenários com DR, como resultado da modulação da carga definida para os CRR na seção 4.2.3.

Figura 27 – Curva de demanda da subestação no caso base e em cenários somente com DR, em dia útil

Fonte: Autor

Figura 28 – Curva de demanda da subestação no caso base e em cenários com DR e GD1, em dia útil

Fonte: Autor

Figura 29 – Curva de demanda da subestação no caso base e em cenários com DR e GD2, em dia útil

Fonte: Autor

A redução da demanda de ponta da subestação em cenários com DR ocorreu como resultado da menor demanda dos CRR em horário de ponta, associada à redução das perdas em potência devido ao menor carregamento das linhas e dos transformadores.

A redução das perdas máximas em potência representou 17,4% da redução da demanda de ponta da subestação nos cenários 2, 6 e 7 com DR1 e 17,7% da redução da demanda de ponta da subestação nos cenários 3, 8 e 9 com DR2.

O valor da irradiância no plano inclinado durante o horário de ponta foi nulo, logo GDFV não contribuiu para a redução da demanda de ponta da subestação, conforme apresentado na figura 30.

Figura 30 – Curva de demanda da subestação no caso base e em cenários somente com GD, em dia útil

Fonte: Autor

A figura 31 mostra que a demanda de ponta da subestação em sábado ou domingo foi menor do que em dia útil em cenários com DR, confirmando que a redução de demanda obtida com DR representou uma diminuição da demanda de ponta da subestação no contexto geral do estudo de caso.

Figura 31 – Curva de demanda da subestação em sábado, domingo e em cenários somente com DR, em dia útil

Fonte: Autor

5.1.1.1 Fator de potência visto pela subestação e comparação da potência aparente de ponta nos cenários de simulação

As figuras 32 a 34 apresentam o fator de potência visto pela subestação em dia útil, comparando-se o caso base e os cenários 2 a 9.

Figura 32 – Fator de potência visto pela subestação no caso base e em cenários com DR, em dia útil

Fonte: Autor

Figura 33 – Fator de potência visto pela subestação no caso base e em cenários com DR e GD1, em dia útil

Fonte: Autor

Figura 34 – Fator de potência visto pela subestação no caso base e em cenários com DR e GD2, em dia útil

Fonte: Autor

Como o fator de potência das cargas foi considerado constante e igual a 0,97 indutivo, o fator de potência visto pela subestação nos cenários com GDFV tem variações ao longo do dia pois a técnica de injeção considerou fator de potência igual a 1,00 para os inversores FV. O fator de potência visto pela subestação em seu horário de demanda de ponta, correspondente às 19:30, fica entre 0,9443 e 0,9495 nos cenários 1 a 9 ou seja, tem uma variação de 0,5% entre seus valores mínimo e máximo.

Figura 35 – Fator de potência visto pela subestação no caso base e em cenários com GD, em dia útil

Fonte: Autor

Tabela 4 – Potência aparente de ponta da subestação

Ponto de medição	Grandeza	Cenário 1 Caso base	Cenário 2 DR1	Cenário 3 DR2	Cenário 4 GD1	Cenário 5 GD2	Cenário 6 DR1 e GD1	Cenário 7 DR1 e GD2	Cenário 8 DR2 e GD1	Cenário 9 DR2 e GD2
Subestação	Potência aparente de ponta (kVA)	11626	10837	11242	11626	11626	10837	10837	11242	11242
	Diferença do cenário para o caso base	-	-6,8%	-3,3%	0,0%	0,0%	-6,8%	-6,8%	-3,3%	-3,3%

O menor fator de potência visto pela subestação foi 0,9127 e ocorreu nos cenários 4, 6 e 8 com GD1 às 11:45, que é o horário com a máxima penetração de GDFV. Nesta situação, o fator de potência visto pelo alimentador para uma amostra de CRR com demanda máxima de 9,73 kW é de 0,7428, em função da injeção de potência ativa pelo respectivo sistema de GDFV. Por outro lado, os cenários 4, 6 e 8 são os que apresentaram as maiores reduções de perdas de energia em relação ao caso base: 12,3%, 13,3% e 12,9%, respectivamente. Logo, embora resulte em uma redução do fator de potência visto pela subestação e do fator de potência do CRR visto pelo alimentador, a introdução de GDFV traz o benefício da redução de perdas, o que deve ser levado em conta em futuros cenários de avaliação de possíveis penalizações de consumidores em baixa tensão devido a baixo fator de potência.

A tabela 4 compara a demanda aparente de ponta da subestação nos cenários 1 a 9.

A redução da potência aparente de ponta nos cenários 2, 6 e 7 com DR1, comparada com o caso base, é 0,5% maior do que a respectiva redução de demanda máxima da subestação (potência ativa) apresentada na tabela 5.

A redução da potência aparente de ponta nos cenários 3, 8 e 9 com DR2, comparada com o caso base, é 0,3% maior do que a respectiva redução de demanda máxima da subestação (potência ativa) apresentada na tabela 5.

5.1.2 Consumo diário de energia da subestação, perdas em energia e fração do consumo total de energia suprido por GDFV

Os cenários 4 a 9 com GDFV apresentaram consumo diário de energia da subestação 2,9% a 9,6% menor do que os cenários 2 e 3 somente com DR. O menor consumo diário de energia da subestação ocorreu no cenário 6 com DR1 e GD1.

A redução do consumo diário de energia da subestação nos cenários com GDFV ocorreu devido ao suprimento parcial de cargas pelos sistemas FV, associado à redução de perdas em energia resultante do menor carregamento das linhas e dos transformadores.

Os resultados dos cenários 2 e 3 mostraram que DR também contribuiu com redução das perdas em energia devido ao menor carregamento das linhas e dos transformadores no horário de ponta.

A redução das perdas diárias em energia representou 9,0% a 9,6% da redução do consumo diário de energia da subestação nos cenários 4, 6 e 8 com GD1 e 10,1% a 11,7% da redução do consumo diário de energia da subestação nos cenários 5, 7 e 9 com GD2.

A fração do consumo total de energia suprido por GDFV foi 5,9% maior nos cenários 4, 6 e 8 com GD1 do que nos cenários 5, 7 e 9 com GD2.

5.1.3 Preço diário médio da energia para o consumidor e fração da energia diária suprida por GDFV para amostras de CRR

Para a amostra de CRR com demanda máxima de 9,73 kW, os cenários 4, 6 e 8 com GD1 apresentaram preço diário de energia 32,1% a 35,4% menor do que os cenários 2 e 3 somente com DR. Os cenários 5, 7 e 9 com GD2 apresentaram preço diário de energia 8,7% a 11,4% menor do que os cenários 2 e 3 somente com DR. O menor preço diário de energia ocorreu no cenário 4 com GD1, sendo 1,3% menor do que o preço diário do cenário 6 com DR1 e GD1. A fração do consumo de energia do consumidor suprida por GDFV foi 25,5% maior nos cenários 4, 6 e 8 com GD1 do que nos cenários 5, 7 e 9 com GD2.

Para a amostra de CRR com demanda máxima de 13,30 kW, os cenários 4, 6 e 8 com GD1 apresentaram preço diário de energia 29,0% a 31,9% menor do que os cenários 2 e 3 somente com DR. Os cenários 5, 7 e 9 com GD2 apresentaram preço diário de energia 7,6% a 10,5% menor do que os cenários 2 e 3 somente com DR. O menor preço diário de energia ocorreu no cenário 4 com GD1, sendo 0,9% menor do que o preço diário do cenário 6 com DR1 e GD1. A fração do consumo de energia do consumidor suprida por GDFV foi 23,1% maior nos cenários 4, 6 e 8 com GD1 do que nos cenários 5, 7 e 9 com GD2.

5.1.4 Verificação dos limites de tensão nos CRR

A figura 36 apresenta o histograma das tensões nos CRR no caso base.

Figura 36 – Histograma das tensões nos CRR no caso base

Fonte: Autor

A figura 37 apresenta o histograma das tensões nos cenários 4 (maior nível de GDFV) e 6 (maiores níveis de DR e GDFV) do estudo de caso.

Figura 37 – Histograma das tensões nos CRR nos cenários do estudo de caso com somente GD1, e com DR1 e GD1

Fonte: Autor

Não houve violação dos limites máximo (1,05 p.u.) e mínimo (0,92 p.u.) das tensões nos CRR com a configuração de rede e os níveis de penetração de DR e GDFV adotados neste estudo.

5.2 Análise de sensibilidade

A tabela 5 apresenta os resultados de média e desvio padrão da demanda de ponta e do consumo de energia da subestação, e das perdas nas linhas e transformadores, em uma

Tabela 5 – Média (μ) e desvio padrão (σ) da demanda de ponta e do consumo de energia da subestação, e das perdas nas linhas e transformadores, em dia útil, em uma série de 100 simulações com variações aleatórias nas curvas de carga, irradiância no plano inclinado e temperatura dos conjuntos FV

Ponto de medição	Quantidade	Cenário 1	Cenário 2		Cenário 3		Cenário 4		Cenário 5		Cenário 6		Cenário 7		Cenário 8		Cenário 9	
		Caso base	DR1		DR2		GD1		GD2		DR1 e GD1		DR1 e GD2		DR2 e GD1		DR2 e GD2	
			μ	σ	μ	σ	μ	σ	μ	σ	μ	σ	μ	σ	μ	σ	μ	σ
Entrada da subestação	Demanda de ponta (kW)	10979	10293	50	10652	47	10981	51	10981	51	10293	50	10293	50	10652	47	10652	47
	Consumo de energia (kWh por dia)	163423	163336	84	163383	77	147907	84	158535	81	147797	85	158438	83	147852	79	158485	77
Linhas e transformadores	Perdas máximas em potência (kW)	1077	959	8	1021	8	1079	9	1079	9	959	8	959	8	1021	8	1021	8
	Perdas em energia (kWh por dia)	11341	11255	18	11296	16	9948	17	10853	17	9841	18	10759	18	9890	16	10801	16

série de 100 simulações aleatórias que respeitaram uma distribuição normal em dia útil, conforme definido na seção 4.3.

As curvas de demanda média da subestação nos cenários 1 a 9, em dia útil, são apresentadas na figura 38.

Figura 38 – Demanda média da subestação em dia útil, em uma série de 100 simulações com variações aleatórias nas curvas de carga, irradiância no plano inclinado e temperatura dos conjuntos FV

Fonte: Autor

As curvas de desvio padrão da demanda da subestação nos cenários 2 a 9, em dia útil, são apresentadas na figura 39. O cenário 1 (caso base) apresentou valores fixos de demanda para cada intervalo de tempo e não é considerado nesta figura.

5.2.1 Verificação dos limites de tensão nos CRR

A figura 40 apresenta o histograma das tensões nos CRR para os cenários 4 (maior nível de GDFV) e 6 (maiores níveis de DR e GDFV) da análise estatística.

Não houve violação dos limites máximo (1,05 p.u.) e mínimo (0,92 p.u.) das tensões nos CRR com a configuração de rede, os níveis de penetração de DR e GDFV e os critérios de variação aleatória das curvas adotados na análise de sensibilidade.

Figura 39 – Desvio padrão da demanda da subestação em dia útil, em uma série de 100 simulações com variações aleatórias nas curvas de carga, irradiância no plano inclinado e temperatura dos conjuntos FV

Fonte: Autor

Figura 40 – Histograma das tensões nos CRR nos cenários da análise de sensibilidade com somente GD1, e com DR1 e GD1

Fonte: Autor

Conclusões

A metodologia proposta neste trabalho permitiu a avaliação de DR e GDFV como recursos para o planejamento energético.

No estudo de caso apresentado, o maior benefício sistêmico é obtido com o uso simultâneo de DR e GDFV nos maiores níveis considerados, resultando na redução da demanda de ponta da subestação em 6,3%, na redução do consumo de energia da subestação em 9,6% e na redução das perdas em energia nas linhas e transformadores em 13,3%, sem violação dos limites de tensão nos CRR. A redução das perdas técnicas contribuiu para a eficiência do sistema elétrico e para a conservação da energia.

Os consumidores residenciais têm a oportunidade de reduzir o valor de sua conta de energia com DR, dependendo de sua flexibilidade para alterar o padrão de consumo, ou por meio da implementação de GDFV. A adoção de uma THU como uma opção dos consumidores, como no caso da tarifa branca no Brasil, pode tornar o uso simultâneo de DR e GDFV não atrativo economicamente para o consumidor em comparação com o uso somente de GDFV, denotando uma situação na qual uma revisão da regulação pode ser avaliada de modo a estimular DR em conjunto com GDFV.

O estudo de caso indicou que o maior nível de GDFV considerado supriu 8,7% do consumo total de energia do sistema. Logo, a questão da responsabilidade das distribuidoras pela venda de energia elétrica aos consumidores cativos em baixa tensão, como no sistema brasileiro atual, deve ser tratada no contexto da crescente penetração de GDFV.

A metodologia apresentada neste estudo permite uma análise integrada de DR e GDFV como recursos para o planejamento energético e é estruturada de forma a viabilizar sua adaptação à análise de outros DER ou a diferentes modelos de rede.

A análise de DER como recursos de capacidade e suprimento de energia pode contribuir para a elaboração de políticas e planos nacionais de eficiência e para o planejamento de sistemas modernos com menor dependência de plantas de geração a partir de combustíveis fósseis, colaborando com o desenvolvimento sustentável.

6.1 Publicação correlata

A metodologia apresentada neste trabalho e os resultados preliminares foram publicados em artigo (VIANA; MANASSERO; UDAETA, 2018).

Referências

- ABEYSINGHE, S.; WU, J.; SOORIYABANDARA, M. A Statistical Assessment Tool for Electricity Distribution Networks. **Energy Procedia**, 2017. v. 105, p. 2595–2600, 2017. ISSN 18766102. doi:10.1016/j.egypro.2017.03.747.
- AFŞAR, S. et al. Achieving an optimal trade-off between revenue and energy peak within a smart grid environment. **Renewable Energy**, 2016. v. 91, p. 293–301, 2016. ISSN 18790682. doi:10.1016/j.renene.2016.01.055.
- ANDA, M.; TEMMEN, J. Smart metering for residential energy efficiency: The use of community based social marketing for behavioural change and smart grid introduction. **Renewable Energy**, 2014. v. 67, p. 119–127, 2014. ISSN 09601481. doi:10.1016/j.renene.2013.11.020.
- ANEEL. **Resolução Normativa n.º 414/2010**. 2010.
- _____. **Resolução Normativa n.º 482/2012**. 2012.
- _____. **Resolução Normativa n.º 517/2012**. 2012.
- _____. **Resolução Normativa n.º 687/2015**. 2015.
- _____. **Resolução Homologatória n.º 2.056**. 2016.
- _____. **Resolução Normativa n.º 733/2016**. 2016.
- _____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Módulo 8. Revisão 10. Qualidade de Energia Elétrica**. [S.l.], 2018.
- AREFI, A.; ABEYGUNAWARDANA, A.; LEDWICH, G. A new risk-managed planning of electric distribution network incorporating customer engagement and temporary solutions. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, 2016. v. 7, n. 4, p. 1646–1661, 2016. ISSN 19493029. doi:10.1109/TSTE.2016.2573290.
- ARRITT, R. F.; DUGAN, R. C. The IEEE 8500-node test feeder. In: IEEE PES T&D 2010, New Orleans, LA, 2010. **Proceedings...** [S.l.: s.n.]. p. 1–6. doi:10.1109/TDC.2010.5484381.

- BABONNEAU, F.; CARAMANIS, M.; HAURIE, A. A linear programming model for power distribution with demand response and variable renewable energy. **Applied Energy**, 2016. v. 181, p. 83–95, 2016. ISSN 03062619. doi:10.1016/j.apenergy.2016.08.028.
- BARTUSCH, C.; ALVEHAG, K. Further exploring the potential of residential demand response programs in electricity distribution. **Applied Energy**, 2014. v. 125, p. 39–59, 2014. ISSN 03062619. doi:10.1016/j.apenergy.2014.03.054.
- Brasil. CGU. **Sistema Eletrônico de Informações ao Cidadão (e-SIC)**. 2018. Disponível em: <<https://esic.cgu.gov.br/>>.
- CAMPOS, R. A.; GREGO, D. D.; RAMOS, D. S. Efficient pricing: An opportunity for cost reduction system expansion to benefit the consumer as bounce deployment of smart metering. In: IEEE PES CONFERENCE ON INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES (ISGT Latin America), 2013. **Proceedings...** [S.l.: s.n.]. p. 1–7. doi:10.1109/ISGT-LA.2013.6554472.
- CHANDA, S.; DE, A. A multi-objective solution algorithm for optimum utilization of Smart Grid infrastructure towards social welfare. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, 2014. v. 58, p. 307–318, 2014. ISSN 01420615. doi:10.1016/j.ijepes.2014.01.029.
- CHEN, H. et al. Integrated Planning of Distribution Systems with Distributed Generation and Demand Side Response. **Energy Procedia**, 2015. v. 75, n. 51322702, p. 981–986, 2015. ISSN 18766102. doi:10.1016/j.egypro.2015.07.314.
- DENG, R. et al. A survey on demand response in smart grids: mathematical models and approaches. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, 2015. v. 11, n. 3, p. 570–582, 2015. ISSN 15513203. doi:10.1109/TII.2015.2414719.
- DU, G. et al. Residential electricity consumption after the reform of tiered pricing for household electricity in China. **Applied Energy**, 2015. v. 157, p. 276–283, 2015. ISSN 03062619. doi:10.1016/j.apenergy.2015.08.003.
- DUGAN, R. C. **Reference Guide. The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. [S.l.], 2018.
- EPE. **Nota Técnica DEA 05/13. Termo de Referência (TDR) para elaboração do PNE 2050. Série Plano Nacional de Energia**. [S.l.], 2013. 27 p.
- EPRI. **OpenDSS PVSystem Element Model. Version 1**. [S.l.], 2011. 1–10 p.
- FARIA, P. et al. Distributed generation and demand response dispatch for a virtual power player energy and reserve provision. **Renewable Energy**, 2014. v. 66, p. 686–695, 2014. ISSN 09601481. doi:10.1016/j.renene.2014.01.019.
- FARIA, P.; SPÍNOLA, J.; VALE, Z. Aggregation and Remuneration of Electricity Consumers and Producers for the Definition of Demand-Response Programs. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, 2016. v. 12, n. 3, p. 952–961, 2016. ISSN 15513203. doi:10.1109/TII.2016.2541542.
- FOX-PENNER, P. Smart Electric Pricing. In: **Smart power anniversary edition: Climate change, the smart grid, and the future of electric utilities**. [S.l.]: Island Press, 2014. cap. 4, p. 68. ISBN 978-1-61091-589-2.

_____. Smart Electric Pricing. In: **Smart power anniversary edition: Climate change, the smart grid, and the future of electric utilities**. [S.l.]: Island Press, 2014. cap. 4, p. 75. ISBN 978-1-61091-589-2.

GEELINGS, C. W. The IntelliGridSM Architecture for the Smart Grid. In: **The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response**. [S.l.]: The Fairmont Press, 2009. cap. 6, p. 141. ISBN 978-1-4398-1574-8.

_____. What is the Smart Grid? In: **The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response**. [S.l.]: The Fairmont Press, 2009. cap. 6, p. 1. ISBN 978-1-4398-1574-8.

GILMAN, P. **SAM Photovoltaic Model Technical Reference SAM Photovoltaic Model Technical Reference - NREL/TP-6A20-64102**. [S.l.], 2015. 59 p.

GILS, H. C. Economic potential for future demand response in Germany - Modeling approach and case study. **Applied Energy**, 2016. v. 162, p. 401–415, 2016. ISSN 03062619. doi:10.1016/j.apenergy.2015.10.083.

HABTE, A.; SENGUPTA, M.; LOPEZ, A. **Evaluation of the National Solar Radiation Database (NSRDB): 1998-2015 - NREL/TP-5D00-67722**. [S.l.], 2017. 1998–2015 p.

HOLLANDA, L. **Essays on Economic Regulation. A Microdata Approach to Household Electricity Demand in Brazil**. Tese (Doutorado) — Fundação Getulio Vargas, 2012.

JARDINI, J. A. et al. Daily Load Profiles for Industrial Low Voltage Consumers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2000. v. 15, n. 1, p. 375–380, 2000. ISSN 08858977. doi:10.1109/61.847276.

JIA, L.; TONG, L. Dynamic Pricing and Distributed Energy Management for Demand Response. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2016. v. 7, n. 2, p. 1128–1136, 2016. ISSN 19493053. doi:10.1109/TSG.2016.2515641.

KANWAR, N. et al. Simultaneous allocation of distributed energy resource using improved particle swarm optimization. **Applied Energy**, 2017. v. 185, p. 1684–1693, 2017. ISSN 03062619. doi:10.1016/j.apenergy.2016.01.093.

KIRSCHEN, D. et al. Factoring the elasticity of demand in electricity prices. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2000. v. 15, n. 2, p. 612–617, 2000. ISSN 08858950. doi:10.1109/59.867149.

KONSTANTELOS, I.; GIANNELOS, S.; STRBAC, G. Strategic Valuation of Smart Grid Technology Options in Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2017. v. 32, n. 2, p. 1293–1303, 2017. ISSN 08858950. doi:10.1109/TPWRS.2016.2587999.

MARZBAND, M. et al. Optimal energy management system based on stochastic approach for a home Microgrid with integrated responsive load demand and energy storage. **Sustainable Cities and Society**, 2017. v. 28, p. 256–264, 2017. ISSN 22106707. doi:10.1016/j.scs.2016.09.017.

- MOKRYANI, G. Active distribution networks planning with integration of demand response. **Solar Energy**, 2015. v. 122, p. 1362–1370, 2015. ISSN 0038092X. doi:10.1016/j.solener.2015.10.052.
- MONTENEGRO, D.; DUGAN, R. C. 2017. OpenDSS and OpenDSS-PM open source libraries for NI LabVIEW. In: 2017 IEEE WORKSHOP ON POWER ELECTRONICS AND POWER QUALITY APPLICATIONS (PEPQA), Bogotá, 2017. **Proceedings...** [S.l.: s.n.]. p. 1–5. doi:10.1109/PEPQA.2017.7981639.
- NOLAN, S.; O'MALLEY, M. Challenges and barriers to demand response deployment and evaluation. **Applied Energy**, 2015. v. 152, p. 1–10, 2015. ISSN 03062619. doi:10.1016/j.apenergy.2015.04.083.
- NYHOLM, E.; ODENBERGER, M.; JOHNSON, F. An economic assessment of distributed solar PV generation in Sweden from a consumer perspective - The impact of demand response. **Renewable Energy**, 2017. v. 108, p. 169–178, 2017. ISSN 18790682. doi:10.1016/j.renene.2017.02.050.
- PALENSKY, P.; DIETRICH, D. Demand side management: demand response, intelligent energy systems, and smart loads. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, 2011. v. 7, n. 3, p. 381–388, 2011. ISSN 15513203. doi:10.1109/TII.2011.2158841.
- PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. [S.l.], 2017. 64 p.
- RAMOS, D. S. **Tarifa branca não é incentivo para todos os consumidores de energia**. 2018. [Entrevista a Fábio Rubira]. Jornal da USP, São Paulo, 19 jan. 2018. Disponível em: <<https://jornal.usp.br/atualidades/tarifa-branca-nao-e-incentivo-para-todos-os-consumidores-de-energia/>>.
- RICHTER, M. German utilities and distributed PV: How to overcome barriers to business model innovation. **Renewable Energy**, 2013. v. 55, p. 456–466, 2013. ISSN 09601481. doi:10.1016/j.renene.2012.12.052.
- UDAETA, M. E. M. et al. Integrated Energy Resources Planning for the Electricity Sector: Targeting Sustainable Development. **IEEE Technology and Society Magazine**, 2015. v. 34, n. 1, p. 31–38, 2015. ISSN 0278-0097. doi:10.1109/MTS.2015.2396112.
- VENKATESAN, N.; SOLANKI, J.; SOLANKI, S. K. Residential Demand Response model and impact on voltage profile and losses of an electric distribution network. **Applied Energy**, 2012. v. 96, p. 84–91, 2012. ISSN 03062619. doi:10.1016/j.apenergy.2011.12.076.
- VIANA, M. S.; MANASSERO, G.; UDAETA, M. E. Analysis of demand response and photovoltaic distributed generation as resources for power utility planning. **Applied Energy**, 2018. v. 217, p. 456–466, 2018. ISSN 03062619. doi:10.1016/j.apenergy.2018.02.153.
- WANG, G. et al. Study on the promotion impact of demand response on distributed PV penetration by using non-cooperative game theoretical analysis. **Applied Energy**, 2017. v. 185, p. 1869–1878, 2017. ISSN 03062619. doi:10.1016/j.apenergy.2016.01.016.
- XENIAS, D. et al. UK smart grid development: An expert assessment of the benefits, pitfalls and functions. **Renewable Energy**, 2015. v. 81, p. 89–102, 2015. ISSN 18790682. doi:10.1016/j.renene.2015.03.016.

YAN, J. et al. Clean, efficient and affordable energy for a sustainable future. **Applied Energy**, 2017. v. 185, p. 953–962, 2017. ISSN 03062619. doi:10.1016/j.apenergy.2016.06.005.

YANG, J.; ZHANG, G.; MA, K. A nonlinear control method for price-based demand response program in smart grid. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, 2016. v. 74, p. 322–328, 2016. ISSN 01420615. doi:10.1016/j.ijepes.2015.07.024.

ZENG, B. et al. Impact of behavior-driven demand response on supply adequacy in smart distribution systems. **Applied Energy**, 2017. v. 202, p. 125–137, 2017. ISSN 03062619. doi:10.1016/j.apenergy.2017.05.098.

_____. Integrated planning for transition to low-carbon distribution system with renewable energy generation and demand response. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2014. v. 29, n. 3, p. 1153–1165, 2014. ISSN 08858950. doi:10.1109/TPWRS.2013.2291553.